

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ А.А. Ачитаев
подпись

«___» _____ 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**Проектирование Пудожской ГЭС на реке Водла.
Установки и системы автоматического газового и порошкового
пожаротушения, пожарной автоматики и сигнализации на
проектируемых ГЭС и РУ**

Руководитель _____
подпись, дата

Начальник
Оперативной
службы Богучанской
ГЭС
должность

В.В. Никитин
инициалы, фамилия

Выпускник _____
подпись, дата

Р.С. Шумихин
инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Пудожской ГЭС на реке Водла. Установки и системы автоматического газового и порошкового пожаротушения, пожарной автоматики и сигнализации на проектируемых ГЭС и РУ».

Консультанты по
разделам:

Водноэнергетические расчёты

подпись, дата

инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

подпись, дата

инициалы, фамилия

Электрическая часть

подпись, дата

инициалы, фамилия

Устройства РЗА

подпись, дата

инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

подпись, дата

инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность. Охрана окружающей
среды

подпись, дата

инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

подпись, дата

инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

подпись, дата

инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ПУДОЖСКОЙ ГЭС	8
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Географические сведения.....	10
1.1.2 Климатические условия.....	10
1.1.3 Гидрологические особенности	11
1.1.4 Инженерно-геологические условия	13
1.2 Энерго – экономическая характеристика региона.....	14
2 Водно-энергетический расчёт.....	16
2.1 Гидрологические расчёты	16
2.2 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока	16
2.2.1 Выбор расчётного маловодного года ($P=90\%$) и средневодного года ($P=50\%$)	20
2.3 Обработка данных по энергосистеме.....	22
2.3.1 Построение суточных графиков нагрузки.....	22
2.3.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	23
2.4 Расчёт режимов работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственной системы	25
2.5 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году.....	28
2.6 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов	31
2.7 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году	33
3 Выбор основного и вспомогательного оборудования.....	35
3.1 Выбор числа и типа агрегатов	35
3.2 Определения отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы.....	41
3.3 Гидромеханический расчёт и построение бетонной спиральной камеры, и определение её геометрических размеров проточной части.....	43
3.4 Выбор серийного типа генератора	46
3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины. Выбор типа маслонапорной установки. Выбор электрогидравлического регулятора. Выбор кранов.....	47
3.5.1 Расчёт вала на прочность	47
3.5.2 Расчёт подшипника.....	47
3.5.3 Выбор типа маслонапорной установки.....	49
3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора	49
4 Электрическая часть	50
4.1 Выбор номинального напряжения линий.....	50

4.2	Выбор количества линий РУ ВН и сечения проводов	50
4.3	Выбор структурной схемы электрических соединений.....	51
4.4	Выбор основного оборудования главной схемы	52
4.5	Выбор главной схемы ГЭС	53
4.6	Расчёт токов КЗ	54
4.6.1	Трёхфазное и однофазное короткое замыкание в точке K_1 на РУ ВН	54
4.6.2	Трёхфазное короткое замыкание в точке K_2 на генераторном напряжении.....	60
4.7	Выбор электрических аппаратов.....	61
4.7.1	Выбор коммутационных аппаратов генератора	62
4.7.2	Выбор коммутационных аппаратов КРУЭ- 220 кВ.....	63
5	Релейная защита и автоматика	66
5.1	Перечень защит основного оборудования	66
5.2	Описание защит и расчет их уставок.....	67
5.2.1	Продольная дифференциальная защита генератора ($I\Delta G$)	67
5.2.2	Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_n (U_o)).....	70
5.2.3	Защита от повышения напряжения ($U_1>$), ($U_2>$)	72
5.2.4	Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)	73
5.2.5	Защита от симметричных перегрузок (I_1).....	76
5.2.6	Дистанционная защита генератора ($Z_1<$), ($Z_2<$).....	78
6	Компоновка гидроузла, выбор типа и расчёт основных сооружений	82
6.1	Проектирование сооружений напорного фронта	82
6.1.1	Определение отметки гребня плотины	82
6.1.1.1	Основной случай	82
6.1.1.2	Поверочный случай.....	83
6.2	Гидравлические расчёты	85
6.2.1	Определение ширины водосливного фронта. Основной расчетный случай	85
6.2.1.1	Определение ширины водосливного фронта	85
6.2.1.2	Определение отметки гребня водослива	87
6.2.1.3	Проверка на пропуск поверочного расхода.....	89
6.2.2	Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе.....	92
6.2.3	Гашение энергии способом свободно отброшенной струи.....	94
6.2.4	Пропуск расходов через глубинные водосбросы	96
6.3	Конструирование плотины.....	97
6.3.1	Определение ширины подошвы плотины	97
6.3.2	Разрезка плотин швами	98
6.3.3	Быки.....	99
6.3.4	Устои	99
6.3.5	Галереи в теле плотины	99
6.3.6	Расчёт цементной завесы.....	99

6.4	Расчёт фильтрации	101
6.4.1	Основной случай	101
6.4.2	Поверочный случай.....	101
6.5	Статические расчёты плотины	102
6.5.1	Вес сооружения	102
6.5.2	Сила гидростатического давления воды.....	103
6.5.3	Сила взвешивающего и фильтрационного давления	104
6.5.4	Давление грунта	104
6.5.5	Волновое давление.....	105
6.6	Расчёт прочности плотины	106
6.6.1	Критерии прочности плотины	109
6.7	Расчёт устойчивости плотины	110
6.7.1	Основное сочетание нагрузок:.....	111
6.7.2	Особое сочетание нагрузок:.....	111
7	Охрана труда, пожарная безопасность и охрана природы	113
7.1	Безопасность гидротехнических сооружений.....	113
7.2	Пожарная безопасность.....	113
7.3	Охрана труда и техника безопасности.....	115
7.4	Мероприятия по охране природы	117
7.4.1	Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.....	117
7.4.2	Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции	119
7.5	Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Пудожского ГУ.....	121
7.5.1	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства.....	121
7.5.2	Мероприятия по подготовке ложа водохранилища	122
7.5.3	Отходы, образующиеся при строительстве.....	124
7.5.4	Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации.....	125
8	Технико-экономические показатели строительства ГЭС	126
8.1	Оценка объемов реализации электроэнергии	126
8.2	Текущие расходы по гидроузлу.....	127
8.3	Налоговые расходы.....	130
8.4	Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности	131
8.5	Оценка инвестиционного проекта.....	132
8.5.1	Методология, исходные данные.....	132
8.5.2	Коммерческая эффективность	133
9	Установки и системы автоматического газового и порошкового пожаротушения, пожарной автоматики и сигнализации на проектируемых ГЭС и РУ	134
9.1	Назначение автоматического пожаротушения	134
9.2	Классификация систем пожаротушения.....	135

9.3	Область применения автоматических установок	136
9.3.1	Газовые автоматические установки	136
9.3.2	Порошковые автоматические установки.....	137
9.4	Предлагаемые технические решения, для проектируемой Пудожской ГЭС	139
9.5	Характеристика объекта защиты.....	141
9.6	Газовые и порошковые огнетушащие вещества, выбор вещества ...	141
9.7	Состав оборудования газового и порошкового пожаротушения Пудожской ГЭС.....	144
9.8	Характеристики и назначения приборов	145
9.9	Структурная схема и описание работы АУГП и АУПП Пудожской ГЭС	147
ПРИЛОЖЕНИЕ А	Гидрологический ряд наблюдений р. Водла в створе Пудожской ГЭС за период 1932-2012 гг.....	150
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	Геологический разрез реки Водла в створе Пудожской ГЭС.....	153
ПРИЛОЖЕНИЕ В	Суточный график нагрузки и ИКН зимнего периода...	154
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	Суточный график нагрузки и ИКН летнего периода.....	155
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	ГУХ турбины ПЛ40а-В. Зеленым цветом обозначена зона работы ПЛ40а-В-530, красным цветом ПЛ40а-В-630.....	156
ПРИЛОЖЕНИЕ Е	ГУХ турбины ПЛ40б-В. Зеленым цветом обозначена зона работы ПЛ40б-В-500, красным цветом ПЛ40б-В-630.....	157
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж	Проточная часть модели гидротурбины ПЛ40б-В.....	158
ПРИЛОЖЕНИЕ И	Бетонная спиральная камера.....	159
ПРИЛОЖЕНИЕ К	Таблица уставок и матрица отключений защит.....	161
ПРИЛОЖЕНИЕ Л	Эпюры нагрузок на плотину при основном случае.....	163

ВВЕДЕНИЕ

Гидроэлектростанции занимают особо важное место в современных энергетических системах, выполняя главную роль по регулированию её параметров в нестационарных режимах, а также покрывая наиболее неравномерную часть графиков нагрузки. Кроме того, низкая стоимость товарной продукции ГЭС весьма положительно сказывается на ценообразовании электроэнергии на рынке её сбыта.

Гидростанции – один из самых эффективных источников энергии. Коэффициент полезного действия гидравлических турбин достигает 95%, что существенно выше КПД турбин других типов электростанций.

В себестоимости производства электроэнергии на гидростанциях отсутствует топливная составляющая, что делает энергию более конкурентоспособной в условиях рынка.

Гидростанции являются наиболее маневренными из всех типов электростанций. Они способны при необходимости увеличивать выработку и выдаваемую мощность в течение нескольких минут, тогда как тепловым станциям для этого требуется несколько часов, а атомным – сутки. Это позволяет ГЭС покрывать пиковые нагрузки и поддерживать частоту тока в энергосистеме.

Гидроэнергетические мощности вносят ощутимый вклад в обеспечение системной надежности и в конечном итоге надежной работы всей Единой электроэнергетической системы страны.

Все эти преимущества подталкивают к строительству новых гидроэлектростанций.

СОКРАЩЕННЫЙ ПАСПОРТ ПУДОЖСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки _____ Водла
2. Местонахождение ГЭС _____ юго-восток Карелии
3. Тип проектируемой установки _____ ГЭС
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний _____ 447 м³/с
 - б) максимальный _____ 755 м³/с
 - в) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 0,1% _____ 7669 м³/с
 - г) максимальный с учетом трансформации паводка обеспеченностью 1% _____ 5763 м³/с
 - д) минимальный _____ 150 м³/с
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока _____ годовой
 - б) отметки: НПУ _____ 96,0 м УМО _____ 87,09 м
 - в) объемы: полный _____ 12,8 км³ полезный _____ 2,01 км³
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный _____ 39,0 м
 - б) расчетный _____ 31,5 м
 - в) минимальный _____ 28,0 м
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
 - установленная _____ 319 МВт
 - гарантированная _____ 200 МВт
 - б) среднемноголетняя выработка энергии _____ 972 млн.кВт·ч
 - в) число часов использования установленной мощности _____ 6800 ч
8. Плотины:
 - а) русловая _____ гравитационная _____ материал _____ бетон
 - б) правобережная _____ гравитационная _____ материал _____ бетон
 - в) левобережная _____ гравитационная _____ материал _____ бетон
 - г) общая длина _____ 676,6 м
 - д) максимальная высота _____ 99,6 м
9. Водосбросные сооружения
 - а) тип _____ поверхностный водослив
 - б) число и размер пролетов _____ 12 отверстий 14 м×14,5 м

в) общая длина _____ 214,0 м
г) максимальная высота _____ 90,0 м

10. Здание ГЭС:

а) тип здания _____ приплотинное _____ число агрегатов _____ 4
б) грунты в основании _____ брекчия
в) тип спиральной камеры _____ бетонная
г) тип отсасывающей трубы _____ изогнутая
д) расстояние между осями агрегатов _____ 25,2 м
е) размеры: общая длина _____ 138,6 м _____ ширина _____ 29,3 м

11. Основное оборудование:

а) тип турбины _____ ПЛ406-В-630 _____ их диаметр _____ 6,3 м
б) тип генератора _____ СВ-1070/145-52 УХЛ4 _____ их мощность _____ 100 МВт
в) частота вращения _____ 115,4 об/мин
г) тип трансформаторов _____ ТДЦ-125000/220-У1, УХЛ1 _____ их число _____ 4

12. Технико-экономические показатели:

а) удельные капиталовложения _____ 10,55 тыс.руб/кВт
б) себестоимость энергии _____ 0,19 руб./кВт·ч
в) показатели эффективности
- РІ _____ 1,3
- Срок окупаемости _____ 7 лет 3 месяца

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

1.1 Природные условия

1.1.1 Географические сведения

Водла – река в Европейской части России, на юго-востоке Карелии, в Пудожском районе. Образуется при слиянии двух вытекающих из Водлозера рек — Сухой Водлы и Вамы (35 и 20 км соответственно), впадает в Онежское озеро. Длина реки – 149 км, площадь водосборного бассейна – 13 700 км². Среднегодовой расход воды – 140 м³/с.

Иногда началом реки считается исток р. Илексы в Архангельской области, впадающей в Водлозеро; в этом случае длина реки составляет 401 км. Основные притоки: Нига, Сума, Шалица (правые); Нетома, Кумбаса, Колода Сомба (левые).

1.1.2 Климатические условия

Климат бассейна умеренно континентальный с некоторыми чертами морского. Зима продолжительная, относительно мягкая. Лето короткое, прохладное. Среднегодовая температура изменяется от 0°С до +3°С. Ежегодно выпадает от 600 до 700 мм осадков. Территория бассейна занята еловыми и смешанными лесами. Много болот. Почвы супесчаные и суглинистые. Растительность соответствует подзонам северной и средней тайги.

Особенности животного и растительного мира Республики Карелия также обусловлены географическим расположением. В северных районах произрастают растения, характерные для тундры: мхи, лишайники, карликовые ели и березы. Но 46,80% территории Карелии занимают хвойные леса. Из хвойных деревьев распространены сосна обыкновенная и ель обыкновенная. Ближе к югу Карелии еловые леса перемежаются со смешанными. В смешанных лесах распространены береза, ольха, осина, иногда встречаются клены. Также в карельских лесах можно увидеть редкое и очень ценное дерево - карельскую березу. Она внесена в Красную книгу республики, так как её древесина благодаря своим высоким декоративным свойствам ценится во всем мире.

Нижний ярус леса представлен кустарниками. Но стоит отметить, что, например, в сосновом лесу они почти не произрастают. Ближе к югу Карелии распространены заросли брусники, черники, голубики и клюквы. Северные ягоды ценятся за содержание полезных минеральных веществ и витаминов. «Кладовая солнца» – так назвал наши леса писатель натуралист Пришвин. Почва в лесу покрыта мхами и лишайниками, распространен ягель и вереск.

1.1.3 Гидрологические особенности

Среднемноголетний расход воды в устье реки равен $140 \text{ м}^3/\text{с}$ (объём стока $4,419 \text{ км}^3/\text{год}$). Питание реки в основном снеговое. Восточноевропейский тип водного режима. Весеннее половодье начинается в середине апреля, продолжается около двух месяцев. За этот период проходит около 40% годового стока. Летне-осенняя межень регулярно прерывается дождевыми паводками. Зимой, в период оттепелей, бывают паводки. Лёд на реке появляется в конце октября. На порожистых участках полыньи сохраняются в течение всей зимы. Здесь образуется большое количество шуги, которая забивает пространство подо льдом, что приводит к зажорам. Толщина льда достигает 50 см, в суровые зимы – до 80 см. В первых числах мая начинается весенний ледоход. Из-за более позднего вскрытия Онежского озера в низовье реки могут быть заторы, сопровождающиеся повышением уровня воды на 2 м и более.

Средняя мутность воды $10 \text{ г}/\text{м}^3$. Минерализация воды меньше $200 \text{ мг}/\text{л}$. По качеству вода соответствует слабо загрязнённой.

Основные расходы воды в проектируемом створе:

- среднемноголетний - $140 \text{ м}^3/\text{с}$;
- расчётный расход паводка обеспеченностью 1% - $5763 \text{ м}^3/\text{с}$ и 0,1% - $7669 \text{ м}^3/\text{с}$;
- отметка НПУ 96,0 м.

Кривая зависимости объёмов Пудожского водохранилища от уровня верхнего бьефа представлены в таблице 1.1 и на рисунке 1.1.

Таблица 1.1 - Координаты кривой объёмов Пудожского водохранилища

$Z_{\text{вб}}, \text{ м}$	$V, \text{ км}^3$
56	0
64,6	1,4
70,7	2,8
75,6	4,1
79,7	5,5
83,4	6,9
86,7	8,3
89,8	9,7
92,6	11,0
95,2	12,4
97,7	13,8
100,0	15,2
102,2	16,6
104,3	17,9
106,3	19,3

Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе ГЭС приведена в таблице 1.2 и на рисунке 1.2.

Таблица 1.2 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе ГЭС

$Z_{нб}, м$	$Q, м^3/с \text{ лето}$	$Q, м^3/с \text{ зима}$
56	0	0
56,5	100	87
57,0	200	174
57,5	300	261
58,0	500	435
58,5	800	696
59,1	1400	1218
59,4	2000	1740
59,6	2800	2436
59,7	3500	3045

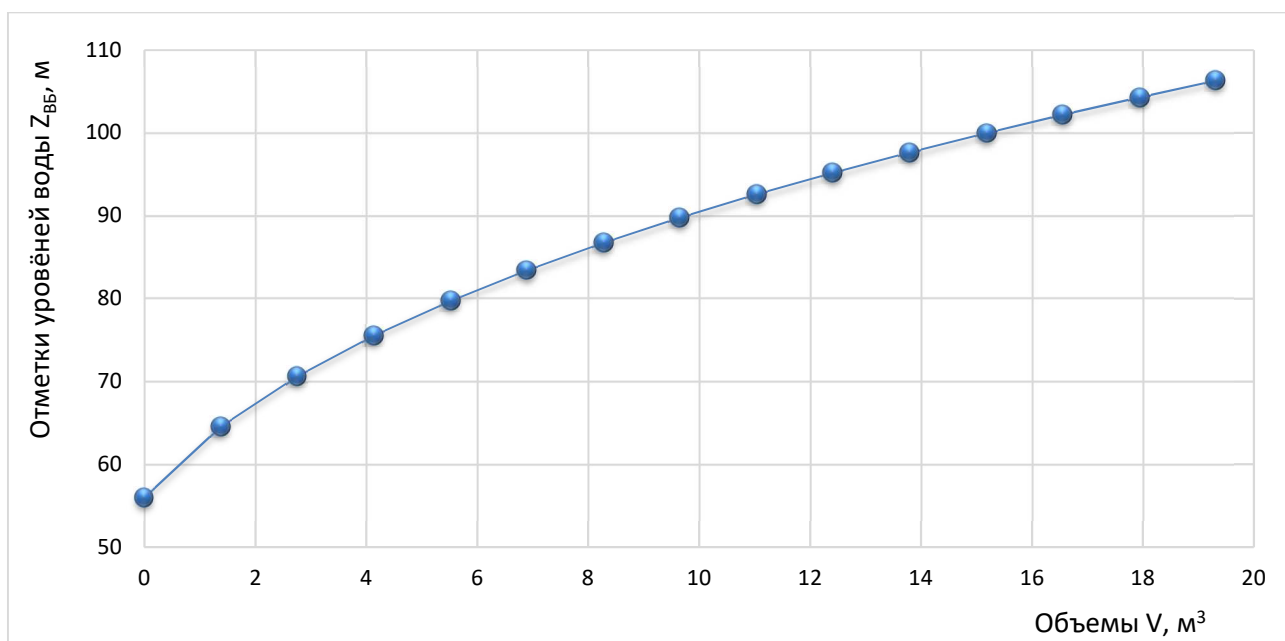


Рисунок 1.1 – Кривая зависимости объемов водохранилища от уровня верхнего бьефа

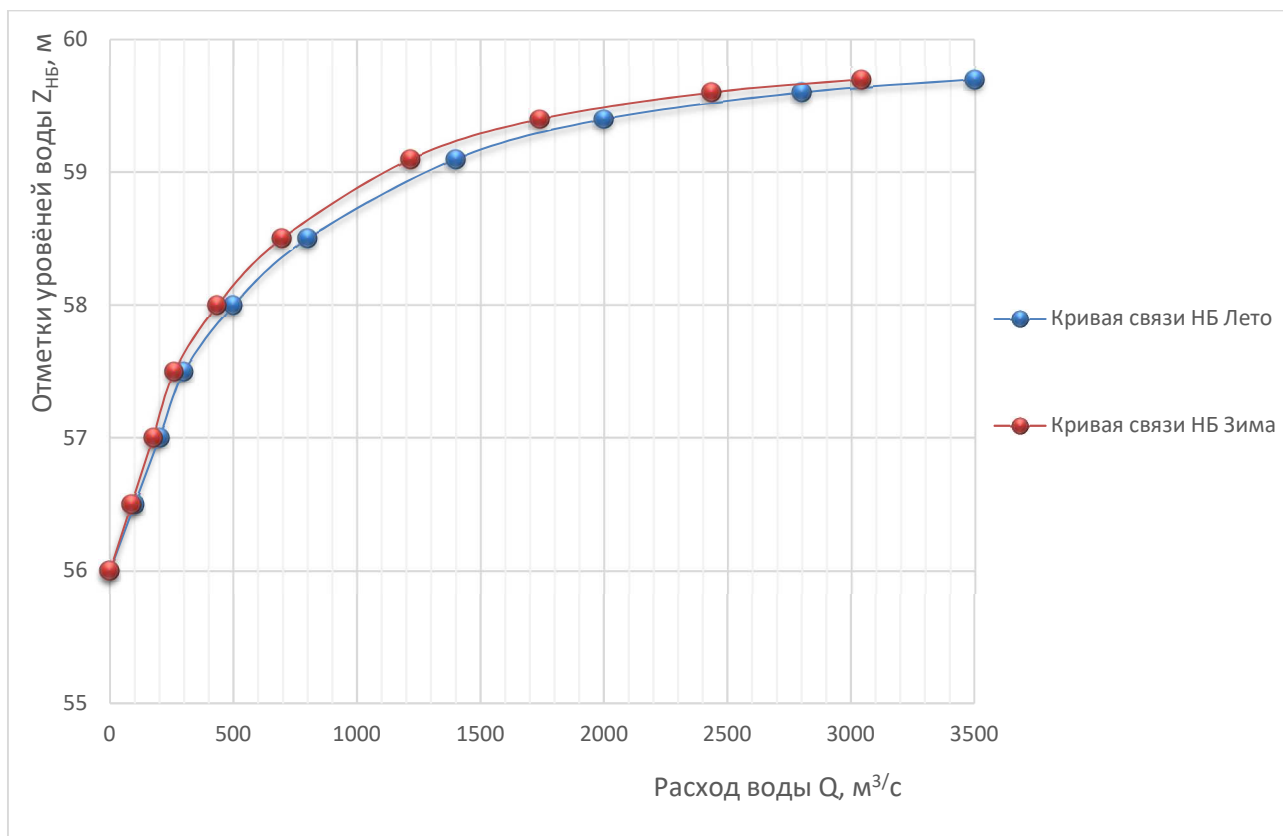


Рисунок 1.2 – Кривая связи расходов и уровней в нижнем бьефе

Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в нижнем бьефе: 0,87. Требования участников ВХК и потери воды приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Требования участников ВХК и потери воды

Месяцы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
ВХК	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Потребление	2	2	2	4	4	4	4	2	2	2	2	2
Фильтрация	1	1	1	1	3	3	3	3	1	1	1	1
Испарение	0	0	1	2	3	4	5	2	1	0	0	0
Льдообразование	-4	0	2	2	4	2	2	2	0	0	-3	-5

Расчетный гидрологический ряд наблюдений среднемесячных расходов воды ($\text{м}^3/\text{с}$) р. Водла в створе Пудожской ГЭС с 1932 по 2012 гг. представлен в приложении А.

1.1.4 Инженерно-геологические условия

В основании выбранного створа залегает Брекчия – твёрдая, камнеподобная глинистая горная порода, образовавшаяся в результате уплотнения, дегидратации и цементации глин при диагенезе и эпигенезе.

Физико-механические свойства:

удельная плотность грунта основания $\gamma_{\text{сух}} = 25,0 \text{ кН}/\text{м}^2$;

- удельное сцепление грунта $c = 400 \text{ кН/м}^2$;
- угол внутреннего трения $\varphi = 29^\circ$.

Отметка дна в проектируемом створе 56,0 м. Геологический разрез реки Водла в створе Пудожской ГЭС представлен в приложении Б.

1.2 Энерго – экономическая характеристика региона

Проектируемая Пудожская ГЭС относится к энергосистеме Северо-Запад, входящей в ЕЭС России.

Проектирование Пудожской ГЭС способствует частичному покрытию полупиковых нагрузок энергосистемы.

Особенности ОЭС Северо-Запад:

- годовой максимум нагрузки 15 369 МВт;
- число часов использования установленной мощности 6800 ч;
- установленная мощность существующих ГЭС 2900 МВт;
- гарантированная мощность существующих ГЭС - 2430 МВт.
- резервы энергосистемы: нагрузочный – 1,3 %; аварийный – 7 %.

Суточные графики нагрузки ОЭС Северо-Запад представлены в таблице 1.4.

Город Санкт-Петербург и Ленинградская область остаются субъектами, обеспечивающими основной экономический и инновационный потенциал Северо-Западного региона. На энергосистему города Санкт-Петербург и Ленинградской области приходится около 48,68 % всего потребления электрической энергии ОЭС Северо-Запада.

К 2024 году этот показатель вырастет до 49,67 % по причине более высоких перспективных темпов прироста электропотребления (1,09 %) за прогнозный период по сравнению с ОЭС Северо-Запада в целом (0,80 %). При этом объем спроса на электрическую энергию возрастет на 7,87 % до 49,306 млрд кВт·ч в 2024 год.

Рост спроса на электрическую энергию в сфере услуг определяется строительством торгово-досуговых и бизнес-центров (в том числе, общественно-деловой центр «Охта»), технопарков в области информационных технологий, туристско-рекреационных, спортивных и гостиничных комплексов, крупномасштабным 11 жилищным строительством. Развитие внутригородского транспорта предполагает дальнейшее расширение сети Санкт-Петербургского метрополитена.

Согласно прогнозу потребления электрической энергии, энергосистема города Санкт-Петербург и Ленинградской области обеспечит около 67% прироста спроса на электрическую энергию по ОЭС Северо-Запада в период до 2024 года.

Особое положение в ОЭС Северо-Запада занимает энергосистема Калининградской области, не имеющая прямых электрических связей с энергосистемами других субъектов Российской Федерации. В соответствии с прогнозом электропотребления к 2024 году спрос на электрическую энергию в

энергосистеме Калининградской области вырастет на 4,96 % до 4,657 млрд кВт·ч при среднегодовых темпах прироста 0,69 %. Перспективный рост потребления электрической энергии в регионе определяется развитием производственного сектора (в том числе, создание предприятия по добыче и переработке сырья для производства удобрений), а также сферы услуг.

Таблица 1.4 – Суточные графики нагрузки ОЭС Северо-запада за лето и зиму

Лето		Зима	
Время Мск.	Мощность генерации, МВт	Время Мск.	Мощность генерации, МВт
0:00	8445	0:00	12475
1:00	8139	1:00	12371
2:00	7890	2:00	12034
3:00	7883	3:00	11991
4:00	7878	4:00	11943
5:00	7878	5:00	11950
6:00	7878	6:00	11982
7:00	7868	7:00	12216
8:00	7947	8:00	12955
9:00	8357	9:00	13186
10:00	8453	10:00	13340
11:00	8600	11:00	13431
12:00	8621	12:00	13490
13:00	8527	13:00	13587
14:00	8515	14:00	13721
15:00	8518	15:00	13739
16:00	8508	16:00	13764
17:00	8495	17:00	13850
18:00	8486	18:00	13875
19:00	8456	19:00	13869
20:00	8455	20:00	13747
21:00	8527	21:00	13730
22:00	8509	22:00	13652
23:00	8474	23:00	13212

2 Водно-энергетический расчёт

2.1 Гидрологические расчёты

Рассчитаем коэффициент зарегулированности стока

$$\beta = \frac{V_{\text{ПОЛЕЗНЫЙ}}}{\bar{W}}, \quad (2.1)$$

где $V_{\text{полезный}}$ – полезный объём водохранилища;
 \bar{W} - среднемноголетний сток в заданном створе.

Для вычисления полезного объёма водохранилища, зададим приблизительное значение уровня мёртвого объёма (УМО) водохранилища. На начальном этапе принимаем, что УМО соответствует снижению УВБ на 35%, т.е.

$$H = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{ДНО}} = 96,0 - 56,0 = 40,0 \text{ м}, \quad (2.2)$$

$$\Delta H = 35\% H = 0,35 \cdot 40,0 = 14,0 \text{ м} \quad (2.3)$$

тогда полезный объём

$$V_{\text{ПОЛЕЗНЫЙ}} = V_{\text{НПУ}} - V_{\text{УМО}} = 12,6 - 8,4 = 4,2 \text{ км}^3, \quad (2.4)$$

где $V_{\text{НПУ}}$ – объём водохранилища при НПУ;

$V_{\text{УМО}}$ – объём водохранилища при УМО. Определены по кривой связи объёма водохранилища и уровней верхнего бьефа (рисунок 1.1).

Определим среднемноголетний сток

$$\bar{W} = 140 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 3600 \cdot 10^{-9} = 4,4 \text{ км}^3.$$

Коэффициент зарегулированности стока равен

$$\beta = \frac{4,2}{4,4} = 0,9,$$

что соответствует многолетнему регулированию стока реки ($\beta > 0,3$).

2.2 Выбор расчётных гидрографов маловодного и средневодного годов при заданной обеспеченности стока

В соответствии с методикой выбора расчетных гидрографов целесообразно разделить год на два основных периода: многоводный

(половодье) и маловодный (межень). В первом приближении можно считать, что к периоду половодья относятся месяцы, в которые расходы больше или равны среднегодовому расходу. Тогда остальные месяцы составят маловодный период. Для всех лет заданного ряда принимаем одинаковые месяцы, относящиеся к периоду межени и половодья (к периоду половодья относятся V-IX месяцы; к периоду межени относятся X-IV месяцы).

Определив границы сезонов, необходимо для всех лет ряда вычислить средние расходы за год, меженный сезон и период половодья. Ранжируем каждую последовательность в порядке убывания. По полученным результатам строятся эмпирические кривые обеспеченности по формуле:

$$P = \frac{m}{n+1} \cdot 100\%, \quad (2.5)$$

где m - порядковый номер члена ряда расходов, ранжированного в убывающем порядке;

n - общее число членов ряда, в нашем случае $n = 81$.

Результаты расчётов представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Данные для построения кривых обеспеченности

№ п/п	P, %	Год	Q _{ср. год}	Год	Q _{ср. паводк}	Год	Q _{ср. межень}
1	1,2	1959	816	1959	3880	1945	246
2	2,4	1944	763	1944	3519	1958	240
3	3,7	1939	719	1939	3410	2003	238
4	4,9	1958	703	1958	3020	1932	237
5	6,1	1955	676	1955	2923	1937	235
6	7,3	1940	664	1940	2894	1947	233
7	8,5	1954	640	2012	2831	1952	230
8	9,8	1938	638	1938	2792	1955	227
9	11,0	1951	616	1954	2770	1963	226
10	12,2	1957	616	1951	2688	1940	218
11	13,4	1935	612	1957	2679	1950	215
12	14,6	1932	606	1989	2673	1954	214
13	15,9	2012	606	2011	2664	1982	212
14	17,1	1989	602	1960	2644	1944	212
15	18,3	1974	602	1935	2617	1935	211
16	19,5	1936	598	1936	2615	1933	209
17	20,7	1960	596	2008	2586	1938	207
18	22,0	1991	592	1974	2583	1974	206
19	23,2	2008	590	1991	2563	1953	205
20	24,4	1976	590	1976	2537	1957	204
21	25,6	1952	585	1932	2455	1959	204

Продолжение таблицы 2.1

№ п/п	P, %	Год	Q _{ср. год}	Год	Q _{ср. паводк}	Год	Q _{ср. межень}
22	26,8	1945	577	1999	2441	1956	203
23	28,0	1947	575	1952	2359	1951	202
24	29,3	2011	574	1973	2314	1976	200
25	30,5	1999	564	1947	2286	1934	199
26	31,7	2003	557	1945	2233	1943	199
27	32,9	1973	544	1942	2192	1991	198
28	34,1	1963	541	1967	2192	1936	195
29	35,4	1942	512	2003	2155	1949	193
30	36,6	1953	494	1972	2153	2008	191
31	37,8	1972	490	1987	2149	1946	191
32	39,0	1982	477	1963	2119	1973	191
33	40,2	1987	476	1979	1986	1989	188
34	41,5	1984	475	1984	1978	1999	188
35	42,7	1967	474	1953	1935	1960	187
36	43,9	1946	465	1986	1919	1961	186
37	45,1	1933	464	2009	1853	1939	181
38	46,3	1979	452	1946	1835	1988	181
39	47,6	1988	446	1977	1811	1941	181
40	48,8	1977	435	1982	1801	1948	178
41	50,0	1994	429	1971	1777	1942	176
42	51,2	1986	428	1988	1771	1984	175
43	52,4	1956	427	1994	1737	1965	174
44	53,7	1971	420	1933	1735	1994	167
45	54,9	2009	420	2010	1554	2000	165
46	56,1	1937	415	1956	1543	1970	161
47	57,3	1934	407	1990	1534	2012	161
48	58,5	1948	388	1934	1448	1977	159
49	59,8	1949	384	1948	1434	1972	157
50	61,0	1950	381	1970	1411	2011	156
51	62,2	1941	380	1962	1398	1993	151
52	63,4	1970	370	1941	1379	1971	149
53	64,6	1961	369	1985	1354	1979	146
54	65,9	1965	362	1949	1340	1987	141
55	67,1	1943	361	2000	1323	2009	133
56	68,3	2000	358	1937	1318	1985	132
57	69,5	2010	351	1965	1305	1967	131
58	70,7	1990	348	2007	1300	1986	130
59	72,0	1985	336	1997	1293	1997	129
60	73,2	1997	323	1961	1285	1978	125
61	74,4	1962	306	1969	1283	1966	124

Окончание таблицы 2.1

№ п/п	P, %	Год	Q _{ср. год}	Год	Q _{ср. паводк}	Год	Q _{ср. межень}
62	75,6	1969	297	1998	1252	1964	120
63	76,8	1998	297	1950	1210	1968	112
64	78,0	2007	296	2006	1179	2010	111
65	79,3	1968	281	1943	1170	1990	110
66	80,5	1966	280	1968	1130	2005	108
67	81,7	2006	274	1992	1116	1975	107
68	82,9	1993	273	1983	1075	1998	106
69	84,1	1992	269	1966	1059	1980	101
70	85,4	1964	269	2005	1047	1969	100
71	86,6	2005	265	1975	1033	1992	100
72	87,8	1975	262	2002	1033	2001	100
73	89,0	1983	259	2001	1017	2007	96
74	90,2	2001	253	1964	1010	1983	96
75	91,5	1978	248	1996	995	2006	93
76	92,7	2002	240	2004	988	1996	89
77	93,9	1996	240	1995	961	1962	87
78	95,1	2004	234	1981	911	2004	83
79	96,3	1980	228	1993	880	2002	81
80	97,6	1981	212	1980	867	1981	72
81	98,8	1995	209	1978	861	1995	58

Эмпирические кривые обеспеченности для средних расходов за год, половодье и межень представлены на рисунке 2.1.

Расчётные значения обеспеченности для выбора маловодного и средневодного года принимаем равными 90% и 50% соответственно.

При заданной расчетной обеспеченности по кривой среднегодовых расходов определим соответствующий расчетный год и гидрограф. Проверим выполнение критерия одинаковой обеспеченности выбранного расчетного года по трем кривым, т.е. на трех кривых должен фигурировать один и тот же год. В противном случае необходимо выполнить приведение расчетного года к заданной обеспеченности посредством коэффициента приведения (корректировки).

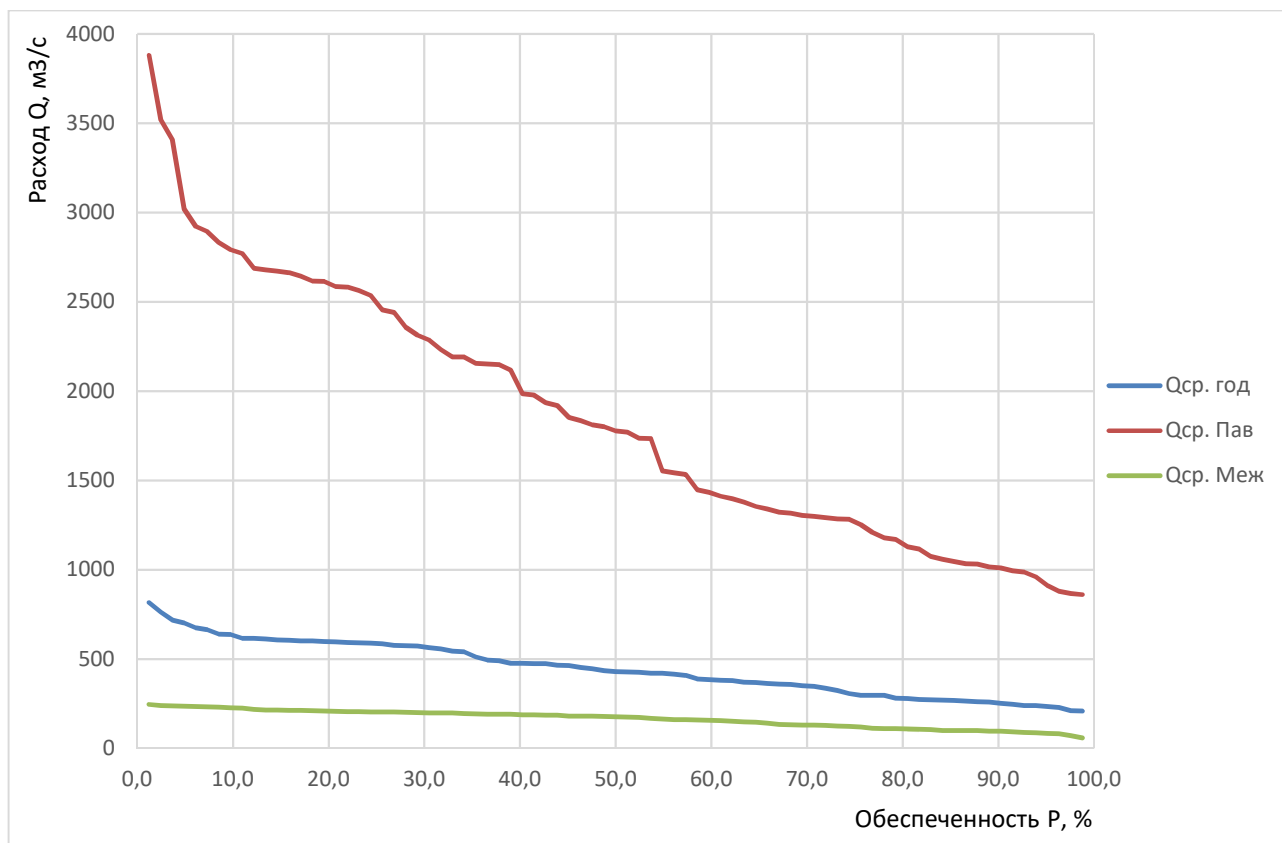


Рисунок 2.1 – Эмпирические кривые обеспеченности

2.2.1 Выбор расчётного маловодного года (P=90%) и средневодного года (P=50%)

По расчетным обеспеченностям определяются маловодный и средневодный год.

За маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, т.е. в данном случае принимаем 1983 год с расходом $Q = 259 \text{ м}^3/\text{с}$.

Для 1983 года коэффициент приведения:

$$\alpha_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п},90\%}}{Q_{\text{п}1983}} = \frac{1017}{1075} = 0,95, \quad (2.6)$$

$$\alpha_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м},90\%}}{Q_{\text{п}1983}} = \frac{96}{96} = 1,00. \quad (2.7)$$

За средневодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 50%, т.е. в данном случае принимаем 1986 год, с расходом $Q = 130 \text{ м}^3/\text{с}$.

$$\alpha_{\text{п}} = \frac{Q_{\text{п},50\%}}{Q_{\text{п},1986}} = \frac{1771}{1919} = 0,92, \quad \alpha_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м},50\%}}{Q_{\text{м},1986}} = \frac{175}{130} = 1,35.$$

Так как коэффициенты приведения почти равны и близки единице, то корректировка с приведением по годам не требуется, а требуется дополнительная корректировка расходов внутри сезонов (половодья и межени),

так как значения нескольких месяцев средневодного года меньше значений тех же месяцев маловодного года. Скорректированные расходы внутри сезонов представлены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Скорректированные расходы внутри сезонов

Q	Месяц											
	Межень				Половодье					Межень		
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
$Q_i^{50\%}, \text{м}^3/\text{с}$	137	109	104	308	1821	1721	304	303	230	105	73	73
$Q_i^{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	31	61	53	162	1085	948	122	177	157	82	63	48

График маловодного и среднего по водности годов представлен на рисунке 2.2.

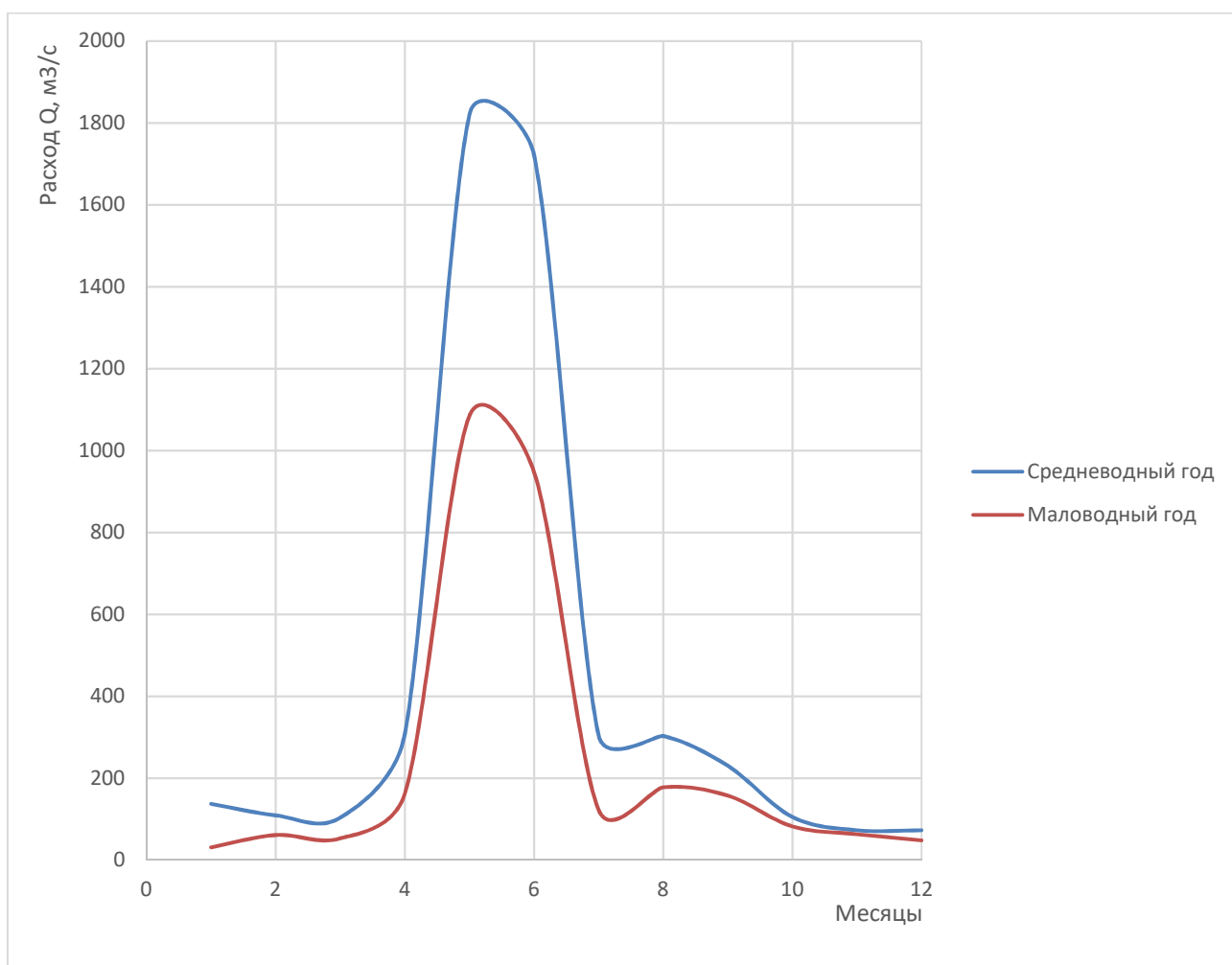


Рисунок 2.2 – График маловодного и среднего по водности годов.

2.3 Обработка данных по энергосистеме

2.3.1 Построение суточных графиков нагрузки

Рассмотрим суточные графики нагрузки для двух периодов Красноярского РДУ: летнего и зимнего. Расчёты координат ИКН представлены в таблицах 2.3 и 2.4.

Таблица 2.3 – Суточный график нагрузки энергосистемы для летнего периода

t, ч	P, МВт	P _{ранж}	ΔP	ΔЭ	ΔЭ*	ΔP сум	ΔЭ сум
1	8195	9826	90,00	90,00	0,09	90,00	0,09
2	7812	9736	2,00	4,00	0,00	92,00	0,09
3	7601	9734	22,00	66,00	0,07	114,00	0,16
4	7431	9712	56,00	224,00	0,22	170,00	0,38
5	7453	9656	9,00	45,00	0,05	179,00	0,43
6	7621	9647	36,00	216,00	0,22	215,00	0,65
7	8156	9611	107,00	749,00	0,75	322,00	1,39
8	8766	9504	85,00	680,00	0,68	407,00	2,07
9	9350	9419	39,00	351,00	0,35	446,00	2,43
10	9712	9380	30,00	300,00	0,30	476,00	2,73
11	9826	9350	30,00	330,00	0,33	506,00	3,06
12	9736	9320	9,00	108,00	0,11	515,00	3,16
13	9656	9311	43,00	559,00	0,56	558,00	3,72
14	9734	9268	138,00	1932,00	1,93	696,00	5,65
15	9647	9130	319,00	4785,00	4,79	1015,00	10,44
16	9611	8811	45,00	720,00	0,72	1060,00	11,16
17	9504	8766	571,00	9707,00	9,71	1631,00	20,87
18	9419	8195	39,00	702,00	0,70	1670,00	21,57
19	9380	8156	344,00	6536,00	6,54	2014,00	28,10
20	9320	7812	191,00	3820,00	3,82	2205,00	31,92
21	9311	7621	20,00	420,00	0,42	2225,00	32,34
22	9268	7601	148,00	3256,00	3,26	2373,00	35,60
23	9130	7453	22,00	506,00	0,51	2395,00	36,11
24	8811	7431	7431,00	178344,00	178,34	9826,00	214,45

Таблица 2.4 – Суточный график нагрузки энергосистемы для зимнего периода

t, ч	P, МВт	P _{ранж}	ΔP	ΔЭ	ΔЭ*	ΔP сум	ΔЭ сум
1	12371	13875	6,00	6,00	0,01	6,00	0,01
2	12034	13869	19,00	38,00	0,04	25,00	0,04
3	11991	13850	86,00	258,00	0,26	111,00	0,30
4	11943	13764	17,00	68,00	0,07	128,00	0,37
5	11950	13747	8,00	40,00	0,04	136,00	0,41
6	11982	13739	9,00	54,00	0,05	145,00	0,46
7	12216	13730	9,00	63,00	0,06	154,00	0,53
8	12955	13721	134,00	1072,00	1,07	288,00	1,60

Продолжение таблицы 2.4

t, ч	P, МВт	P _{ранж}	ΔP	ΔЭ	ΔЭ*	ΔP сум	ΔЭ сум
9	13186	13587	25,00	225,00	0,23	313,00	1,82
10	13340	13562	72,00	720,00	0,72	385,00	2,54
11	13431	13490	59,00	649,00	0,65	444,00	3,19
12	13490	13431	91,00	1092,00	1,09	535,00	4,29
13	13587	13340	128,00	1664,00	1,66	663,00	5,95
14	13721	13212	26,00	364,00	0,36	689,00	6,31
15	13739	13186	231,00	3465,00	3,47	920,00	9,78
16	13764	12955	480,00	7680,00	7,68	1400,00	17,46
17	13850	12475	104,00	1768,00	1,77	1504,00	19,23
18	13875	12371	155,00	2790,00	2,79	1659,00	22,02
19	13869	12216	182,00	3458,00	3,46	1841,00	25,47
20	13747	12034	43,00	860,00	0,86	1884,00	26,33
21	13730	11991	9,00	189,00	0,19	1893,00	26,52
22	13562	11982	32,00	704,00	0,70	1925,00	27,23
23	13212	11950	7,00	161,00	0,16	1932,00	27,39
24	12475	11943	11943,00	286632,00	286,63	13875,00	314,02

Строим суточные графики нагрузки и их интегральные кривые представлены в приложении В и Г.

2.3.2 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Мы рассматриваем неразвивающуюся энергосистему со статическим максимумом нагрузки, то максимальная нагрузка энергосистемы находится по следующей формуле

$$P_t^{max} = a + b \cdot \cos\left(|30^\circ t - 15^\circ| \cdot \frac{\pi}{180^\circ}\right), \quad (2.08)$$

где t – порядковый номер месяца в году;

a, b – коэффициенты, которые определяются по формулам [1]:

$$a_{max} = \frac{P_{max\,зима} + P_{max\,лето}}{2} = \frac{13\,540 + 9\,826}{2} = 11\,683 \text{ МВт}, \quad (2.09)$$

$$b = \frac{P_{max\,зима} - P_{max\,лето}}{2} = \frac{13\,540 - 9\,826}{2} = 1\,857 \text{ МВт}, \quad (2.10)$$

где P_L^{max}, P_3^{max} – максимальные значения нагрузки лета и зимы.

Тогда максимальная нагрузка энергосистемы

$$P_t^{max} = 11683 + 1857 \cdot \cos\left(|30^\circ t - 15^\circ| \cdot \frac{\pi}{180^\circ}\right) \quad (2.11)$$

Среднемесечная нагрузка энергосистемы:

$$P_t^{cp} = a + b \cdot \cos\left(|30^\circ t - 15^\circ| \cdot \frac{\pi}{180^\circ}\right), \quad (2.12)$$

где t – порядковый номер месяца в году;

a, b – коэффициенты, которые определяются по формулам [1]:

$$a = \frac{P_3^{cp} + P_L^{cp}}{2} = \frac{12\,377 + 8\,935}{2} = 10\,656 \text{ МВт}, \quad (2.13)$$

$$b = \frac{P_3^{cp} - P_L^{cp}}{2} = \frac{12\,377 - 8\,935}{2} = 1\,721 \text{ МВт}, \quad (2.14)$$

где P_L^{cp} – среднее значение нагрузки лета;

P_3^{cp} – среднее значение нагрузки зимы.

Тогда среднемесечная нагрузка энергосистемы

$$P_t^{cp} = 10656 + 1721 \cdot \cos\left(|30^\circ t - 15^\circ| \cdot \frac{\pi}{180^\circ}\right) \quad (2.15)$$

Результаты расчёта максимальной и среднемесечной нагрузки энергосистемы представлены в таблице 2.5 и на рисунке 2.3.

Таблица 2.5 – Максимальная и среднемесечная нагрузка энергосистемы

Месяц	P_{max} , МВт	P_{cp} , МВт
1	13477	12318
2	12996	11873
3	12164	11101
4	11202	10211
5	10370	9439
6	9889	8994
7	9889	8994
8	10370	9439
9	11202	10210
10	12163	11101
11	12996	11872
12	13477	12318

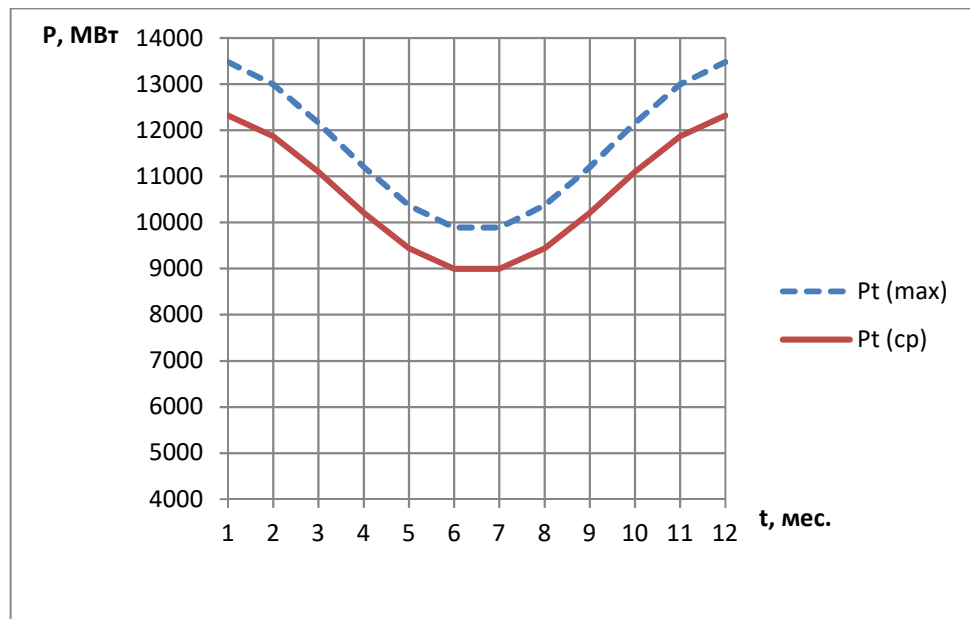


Рисунок 2.3 – Годовой график максимальной и среднемесячной нагрузки энергосистемы

2.4 Расчёт режимов работы ГЭС без регулирования с учётом требований водохозяйственной системы

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

Для выбранного расчётного маловодного года и принятой обеспеченности вычисляются мощности на бытовом стоке для каждого месяца

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q_{\text{пол}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.16)$$

где $k_N = 8,5$ - коэффициент мощности;

$Q_i^{\text{пр}90\%}$ - бытовой расход расчётного маловодного года;

$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ - подведённый напор ГЭС.

Подведённый напор определяется, как

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (2.17)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ - отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке НПУ = 96,0 м;

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ - уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривым связи;

$\Delta h = 0,65$ м – потери напора в водоподводящем тракте.

Мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.18)$$

где $k_N, H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – то же, что и в формуле (2.15);
 $Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям участников ВХК.

Результаты расчетов сведены в таблицы 2.6 и 2.7.

Таблица 2.6 – Оценка работы по водотоку

Показатель	Лето					Зима						
	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4
$Q_i^{90\%}, \text{м}^3/\text{с}$	1085	948	122	177	157	82	63	48	31	61	53	162
$Q_{\text{ф}}, \text{м}^3/\text{с}$	3	3	3	3	1	1	1	1	1	1	1	1
$Q_{\text{исп}}, \text{м}^3/\text{с}$	3	4	5	2	1	0	0	0	0	0	1	2
$Q_{\text{лед}}, \text{м}^3/\text{с}$	4	2	2	2	0	0	-3	-5	-4	0	2	2
$Q_{\text{пол}}, \text{м}^3/\text{с}$	1083	943	197	174	155	81	59	42	26	60	53	161
$Z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	58,8	58,7	57,0	56,9	56,8	56,5	56,3	56,2	56,1	56,3	56,3	56,9
$H, \text{м}$	36,5	36,7	38,3	38,4	38,5	38,9	39,0	39,1	39,2	39,0	39,1	38,5
$N_{\text{быт}}, \text{МВт}$	336,1	293,7	64,2	57,0	50,9	26,8	19,6	14,0	8,7	19,9	17,6	52,8

Таблица 2.7 – Оценка работы по требованиям ВХК

Показатель	Лето					Зима						
	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4
$Q_{\text{ВХК}}, \text{м}^3/\text{с}$	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0
$Z_{\text{ВБ}}, \text{м}$	56,8	56,8	56,8	56,8	56,8	56,8	56,8	56,8	56,8	56,8	56,8	56,8
$Z_{\text{НБ}}, \text{м}$	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5	38,5
$H, \text{м}$	49,1	49,1	49,1	49,1	49,1	49,1	49,1	49,1	49,1	49,1	49,1	49,1
$N_{\text{ВХК}}, \text{МВт}$	287,0	244,6	15,0	7,8	1,7	-22,3	-29,5	-35,1	-40,4	-29,2	-31,5	3,6

В зимнее время $N_{\text{ВХК}} > N_{\text{быт}}$, поэтому, необходимо увеличить зимнюю энергоотдачу сверх бытовой, что может быть достигнуто за счет сработки водохранилища. Избыток бытовой мощности распределяем на январь и декабрь. Результат сравнения двух режимов и распределения представлен в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Сравнение двух режимов работы

N, МВт	Месяц												Σ
	Лето						Зима						
	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	
N _{быт}	336,1	293,7	64,2	57,0	50,9	26,8	19,6	14,0	8,7	19,9	17,6	52,8	961,3
N _{ВХК}	287,0	244,6	15,0	7,8	1,7	-22,3	-29,5	-35,1	-40,4	-29,2	-31,5	3,6	589,2
N _{быт} – N _{ВХК}													372,1

В данном случае этих излишек хватило на выдачу гарантированной мощности в двух месяцах (январь, декабрь) по 372,1 МВт. В месяцы, не попавшие под регулирование, работаем по мощности ВХК. Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК.

На рисунке 2.4 представлен баланс энергии с линией гарантированной мощности. На данном рисунке можно наглядно увидеть излишки бытовой мощности в половодный период, которые переносятся на зиму и вытесняют тепловые мощности системы.

Вытесняются не рабочие мощности, а средние, эквивалентные выработке электроэнергии.

По результатам расчёта мы определили приблизительно какой мощностью мы располагаем в течение года.

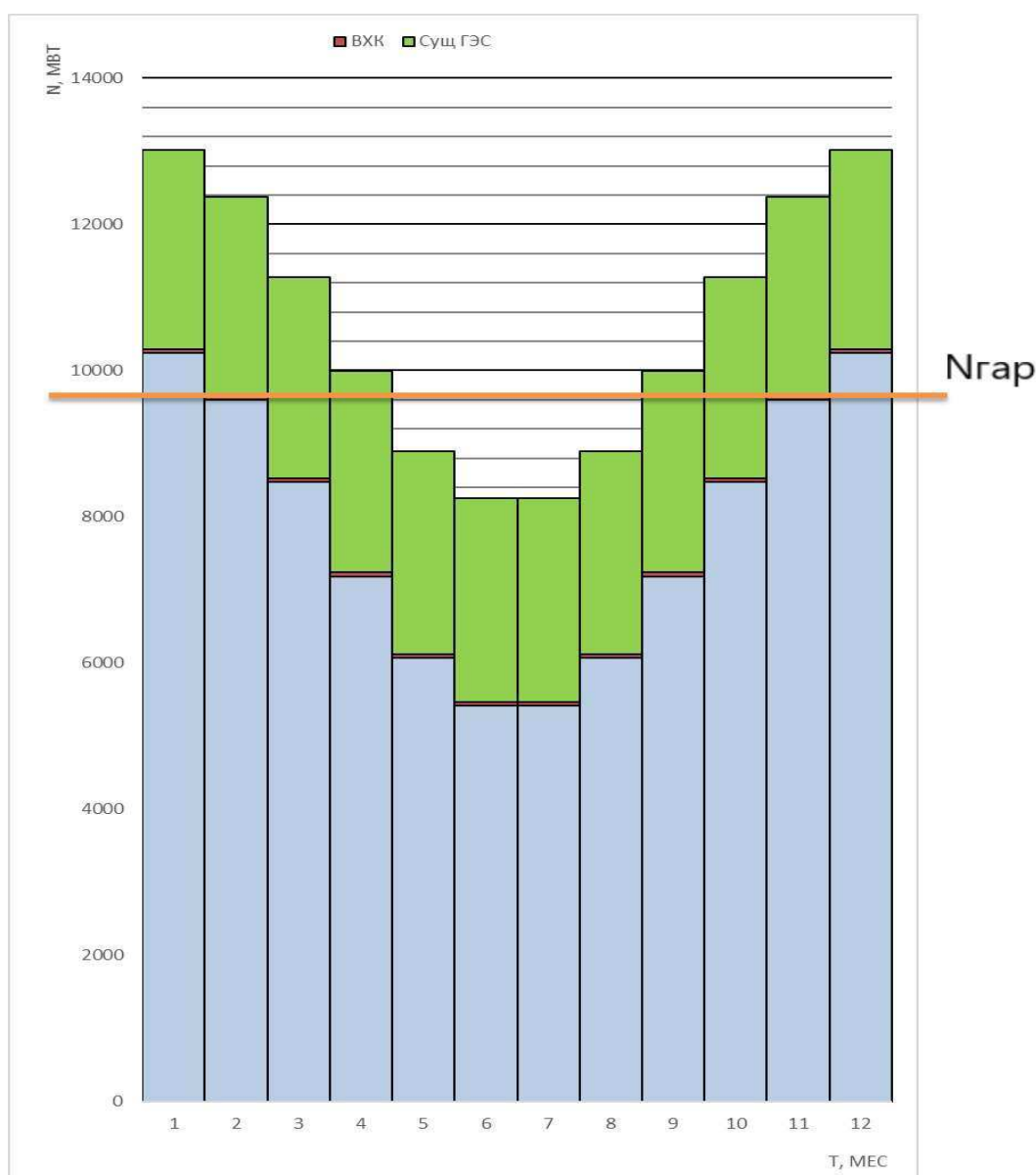


Рисунок 2.4 – Баланс энергии

2.5 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в маловодном году

В водно-энергетическом расчете определяется режим сработки ГЭС по активной мощности. Сработка водохранилища начинается с первого месяца, следующего за половодьем (октябрь), когда мы вынуждены использовать воду из водохранилища на покрытие требований ВХК. Сработка водохранилища производится от отметки НПУ. Методом последовательных итераций определяется отметка ВБ в конце месячного интервала, при которой использованной из водохранилища воды будет достаточно для выработки заданной мощности. Конечная отметка ВБ текущего месяца является начальной для расчета режима следующего месяца. После расчета полного годового цикла сработки – наполнения водохранилища отметка водохранилища должна соответствовать НПУ (96,0 м). Если после завершения полного цикла отметка НПУ не достигнута, либо превышена, необходимо произвести корректировку.

Полезный бытовой приток

$$Q_{\text{пол}} = Q_{\text{быт}} - Q_{\text{ф}} - Q_{\text{исп}} - Q_{\text{л}}, \quad (2.19)$$

где $Q_{\text{быт}}$ – бытовой расход реки;

$Q_{\text{ф}}$ – потери расхода на фильтрацию;

$Q_{\text{исп}}$ – потери расхода на испарение;

$Q_{\text{л}}$ – потери на ледообразование.

Расход воды в нижний бьеф

$$Q_{\text{нб}} = Q_{\text{ГЭС}} + Q_{\text{ф}}, \quad (2.20)$$

где $Q_{\text{ГЭС}}$ – расход через гидроагрегаты;

$Q_{\text{ф}}$ – то же, что и в формуле (2.16).

Приращение объема водохранилища

$$\pm \Delta V_{\text{в}} = \pm Q_{\text{вдх}} \cdot \Delta t, \quad (2.21)$$

где Δt - число секунд в месяце;

$Q_{\text{вдх}}$ - расход воды из водохранилища.

Расход воды через ГЭС

$$Q_{\text{ГЭС}} = Q_{\text{пол}} + Q_{\text{вдх}}, \quad (2.22)$$

где $Q_{\text{пол}}$ -то же, что и в формуле (2.19);

$Q_{ВДХ}$ - то же, что и в формуле (2.21)

Уровень воды в водохранилище, соответствующий объему ВБ, определяется по кривой связи объемов и уровней в ВБ $Z_{ВБ} = Z_{ВБ}(V_{ВБ})$. Средний уровень ВБ:

$$Z_{ВБ\text{ ср}} = \frac{(Z_{ВБ}^H + Z_{ВБ}^K)}{2} \quad (2.23)$$

Уровень нижнего бьефа, соответствующий расходу в нижний бьеф гидроузла, определяется по кривой связи расходов и уровней в НБ $Z_{НБ} = Z_{НБ}(Q_{НБ})$.

Напор ГЭС:

$$H_{ГЭС} = Z_{ВБ} - Z_{НБ} - \Delta h, \quad (2.24)$$

где Δh - потери напора в подводящих сооружениях, $\Delta h = 0,65$ м.

Среднемесячная мощность ГЭС

$$N_{ГЭС} = k_N \cdot Q_{ГЭС} \cdot H_{ГЭС}, \quad (2.25)$$

где k_N - коэффициент мощности, $k_N = 8,5$.

Результат водно-энергетического расчёта проектируемой ГЭС в маловодном году приведён в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Водно-энергетический расчёт режима работы ГЭС в маловодном году

Расходы											Объёмы			Отметки						
		Потери				Другие								ВБ			Z _{НБ}			
Месяц	Q _{быт. пол.}	Q _{Потр.}	Q _{Филт.}	Q _{Исп.}	Q _{Лед.}	Q _{пол.быт.}	ВХ _К	Q _{водох.}	Q _{ГЭС}	Q _{НБ}	V _{изме.}	V _{нач.}	V _{конеч.}	Z _{нач. ВБ}	Z _{конеч. ВБ}	Z _{ср. ВБ}		Z _{НБ}	Напор	N
10	82,0	2	1	0	0	79	150	70	149	150	-0,18	12,86	12,67	96,0	95,67	95,83	56,81	38,37	49	ВХК
11	63,0	2	1	0	-3	63	150	86	149	150	-0,22	12,67	12,45	95,67	95,27	95,47	56,81	38,01	48	ВХК
12	48,0	2	1	0	-5	40	150	629	679	680	-1,63	12,45	10,82	95,27	92,17	93,72	58,35	34,72	200	200
1	31,0	2	1	0	-4	32	150	724	756	757	-1,88	10,82	8,94	92,17	88,22	90,20	58,47	31,08	200	200
2	61,0	2	1	0	0	58	150	91	149	150	-0,24	8,94	8,71	88,22	87,69	87,96	56,81	30,50	39	ВХК
3	53,0	2	1	1	2	47	150	102	149	150	-0,26	8,71	8,44	87,69	87,09	87,39	56,81	29,93	38	ВХК
4	162,0	4	1	2	4	153	150	-4	149	150	0,01	8,44	8,45	87,09	87,11	87,10	56,81	29,64	38	ВХК
5	1085,0	4	3	3		1071	150	-924	147	150	2,40	8,45	10,85	87,11	92,23	89,67	56,81	32,21	40	ВХК
6	948,0	4	3	4	2	935	150	-788	147	150	2,04	10,85	12,89	92,23	95,92	94,07	56,81	36,62	46	ВХК
7	122,0	4	3	5	2	108	150	39	147	150	-0,10	12,89	12,79	95,92	95,88	95,90	56,81	38,44	48	ВХК
8	177,0	2	3	2	2	168	150	-21	147	150	0,05	12,79	12,84	95,88	95,98	95,93	56,81	38,47	48	ВХК
9	157,0	2	1	1	0	153	150	-4	149	150	0,01	12,84	12,86	95,98	96,0	95,99	56,81	38,53	49	ВХК

2.6 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв системы равен 1,3% от зимнего максимума нагрузки P_t^{max} , аварийный резерв составляет 7% от P_t^{max} . Так как на проектируемой ГЭС не предусматривается дополнительного объёма водохранилища, то на ней устанавливаем только нагрузочный резерв (10% от рабочей мощности). Аварийный резерв будем размещать на ГРЭС. Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ГЭС} + N_{нагр.рез}^{ГЭС} \quad (2.26)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность. При этом продолжительность ремонта гидроагрегатов ГЭС принимается равной 30 дней, а частота их проведения – 1 раз в 6 лет.

Ремонтная площадь ГЭС:

$$F_{рем}^{ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст}^{ГЭС}}{6} \cdot 1 \text{ мес} \quad (2.27)$$

Баланс мощности энергосистемы представлен в таблице 2.10 и на рисунке 2.5.

Таблица 2.10 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	Существующие ГЭС				Проектируемая ГЭС				ГЭС			
	N _{раб}	N _{ав.рез}	N _{нагр.рез}	N _{рем}	N _{раб}	N _{ав.рез}	N _{нагр.рез}	N _{рем}	N _{раб}	N _{ав.рез}	N _{нагр.рез}	N _{рем}
1	2900	0	58	0	330	0	4,3	0	10555	844	211	0
2	2900	0	58	0	320	0	4,2	0	9886	791	198	0
3	2900	0	58	0	310	0	4,0	0	8718	697	174	0
4	2900	0	58	0	300	0	3,9	0	7368	589	147	0
5	2110	0	42	0	290	0	3,8	53	6991	559	140	0
6	2090	0	42	0	270	0	3,5	0	6351	508	127	120
7	2090	0	42	0	270	0	3,5	0	6350	508	127	120
8	2110	0	42	483	290	0	3,8	0	6990	559	140	0
9	2900	0	58	0	300	0	3,9	0	7368	589	147	0
10	2900	0	58	0	310	0	4,0	0	8718	697	174	0
11	2900	0	58	0	320	0	4,2	0	9885	791	198	0
12	2900	0	58	0	330	0	4,3	0	10555	844	211	0

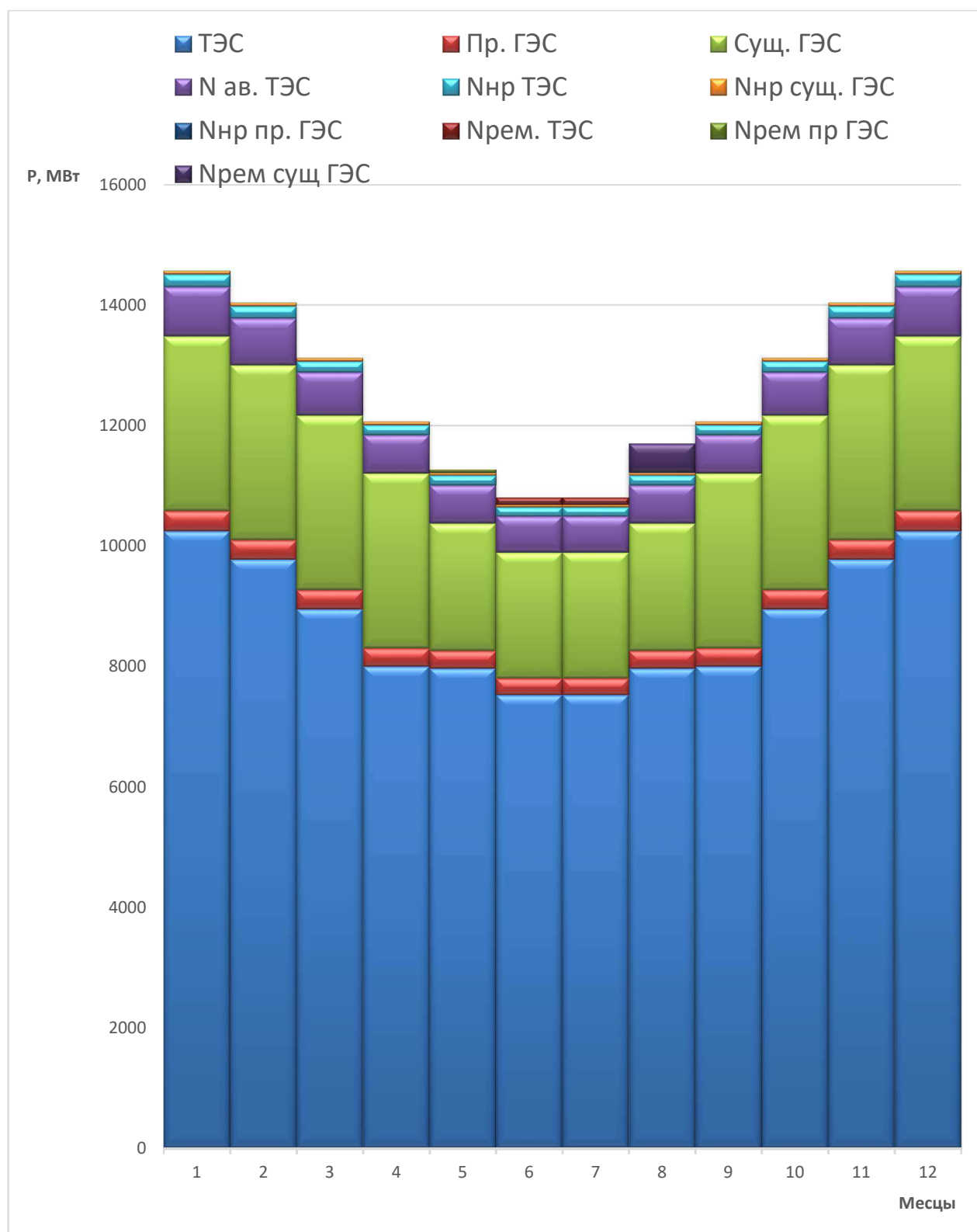


Рисунок 2.5 – Годовой график баланса мощностей

2.7 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в среднем по водности году

Водно-энергетические расчёты в среднем по водности условиям проводятся для оценки среднееголетней выработки энергии ГЭС.

Расчёты проводят аналогично расчётам, описанным при расчёте маловодного года.

При этом считается:

- бытовой полезный расход воды к створу гидроузла соответствует году с 50 % обеспеченностью;
- гарантированная мощность ГЭС и её распределение внутри года также соответствует году с 50 % обеспеченностью;
- превышать установленную мощность ГЭС, в месяца попадающие под регулировку, невозможно;
- прийти в УМО в тот же месяц, что и в месяц при расчёте маловодного года.

Результаты водно-энергетического расчёта проектируемой ГЭС в средневодном году приведены в таблице 2.11, график сработки-наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году представлен на рисунке 2.6.

Из двух вариантов среднегодовой выработки принимаем наибольшую и объявляем ее среднееголетней

$$\bar{Э}_{\text{многол.}} = 972 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$



Рисунок 2.6 – График сработки-наполнения водохранилища в маловодном и средневодном году.

Таблица 2.11 – Водно-энергетический расчёт режима

Месяц	Расходы										Объёмы			Отметки					Напор	N
	Q _{быт.50%}	Потери				Другие								ВБ			Z _{нб}			
		Потр	Филь Т	Исп	Лёд	Q пол.быт.	ВХК	Q водохр	Q ГЭС	Q нб	V измен.	V нач.	V конеч.	Z _{нач. ВБ}	Z _{конеч. ВБ}	Z _{ср. ВБ}				
10	105,0	2	1			102	150	56	158	159	-0,15	12,86	12,71	96,00	95,74	95,87	56,85	38,36	52	
11	73,0	2	1		-3	73	150	85	158	159	-0,22	12,71	12,49	95,74	95,34	95,54	56,85	38,04	51	
12	73,0	2	1		5	65	150	600	675	676	-1,56	12,49	10,93	95,34	92,40	93,87	58,34	34,88	200	
1	137,0	2	1		-4	138	150	605	743	744	-1,57	10,93	9,37	92,40	89,15	90,77	58,45	31,68	200	
2	109,0	2	1			106	150	206	312	313	-0,53	9,37	8,83	89,15	87,97	88,56	57,47	30,44	81	
3	104,0	2	1	1	2	98	150	150	248	249	-0,39	8,83	8,44	87,97	87,09	87,53	57,24	29,64	62	
4	308,0	4	1	2	2	299	150	-30	461	462	0,08	8,44	8,52	87,09	87,27	87,18	57,91	28,62	112	
5	1600,0	4	3	3	4	1807	150	-900	686	689	2,33	8,52	10,85	87,27	92,24	89,75	58,36	30,74	179	
6	1300,0	4	3	4	2	1708	150	-700	587	590	1,81	10,85	12,67	92,24	95,66	93,95	58,19	35,11	175	
7	304,0	4	3	5	2	290	150	-24	266	269	0,06	12,67	12,73	95,66	95,77	95,72	57,31	37,75	85	
8	303,0	2	3	2	2	294	150	-19	275	278	0,05	12,73	12,78	95,77	95,86	95,82	57,35	37,82	88	
9	230,0	2	1	1		226	150	-29	197	198	0,08	12,78	12,86	95,86	96,00	95,93	57,03	38,25	64	

3 Выбор основного и вспомогательного оборудования

3.1 Выбор числа и типа агрегатов

Выбор оборудования начинается с построения режимного поля или напорных характеристик станции. Эти характеристики строятся в осях $Z_{вб}$ и $Q_{гэс}$.

Рабочее поле – это пространство, ограниченное линиями $H(Z_{нпу}, Q_{гэс})$ и $H(Z_{умо}, Q_{гэс})$. Слева наносится ограничение по минимальному расходу (в данном случае – это санитарный попуск, равный $Q_{сан.поп.} = 150 \text{ м}^3/\text{с}$), справа – ограничения по турбине и генератору. Максимальная мощность должна выдаваться станцией при расчётном напоре и всех напорах, выше расчетного. Линия расчётного напора строится от отметки водохранилища, характерной для середины января.

Построение этих характеристик выполняется по следующему уравнению:

$$H_{гэс}(Q_{гэс}) = Z_{вб}(V_{сраб}) - Z_{нб}(Q_{нб}) - \Delta h, \quad (3.1)$$

где $Z_{вб}(V_{сраб})$ – отметка уровня воды в водохранилище, которая изменяется в зависимости от объема сработки $V_{сраб}$ от НПУ до УМО.

Определение ограничения работы турбин:

- ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое уравнением:

$$N_{уст.расч} = k_N \cdot H_{гэс} \cdot Q_{гэс} \quad (3.2)$$

- ограничение по пропускной способности ГЭС, которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

$$Q_{гэс} = \frac{Q_{гэс}^{max} \cdot \sqrt{H_{гэс}}}{\sqrt{H_{расч}^N}}, \quad (3.3)$$

где $Q_{гэс}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС, соответствующая работе гидростанции при расчетном напоре H_p (рисунок 3.1).

Расчет режимного поля представлен в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Результаты расчета режимного поля проектируемой ГЭС

Кривые связи нижнего бьефа		Напорные характеристики			Линия ограничения по генератору		Линия ограничения по турбине	
$Q_{НБ},$ $м^3/с$	$Z_{НБ}(з),$ $м$	$H_{НПУ},$ $м$	$H_{УМО},$ $м$	$H_{ЗВБ},$ $м$	$H, м$	$Q,$ $м^3/с$	$H, м$	$Q,$ $м^3/с$
0	55,97	39,4	30,5	33,6	40	588	40	851
1000	58,76	36,6	27,7	30,8	35	672	35	796
2000	59,40	35,9	27,0	30,1	30	784	30	737
3000	59,63	35,7	26,8	29,9	27	871	27	699
4000	59,51	35,8	26,9	30,0	23	1023	23	645

По полученным значениям построено режимное поле с учетом заданных ограничений по расходу, мощности и пропускной способности рисунок 3.1.

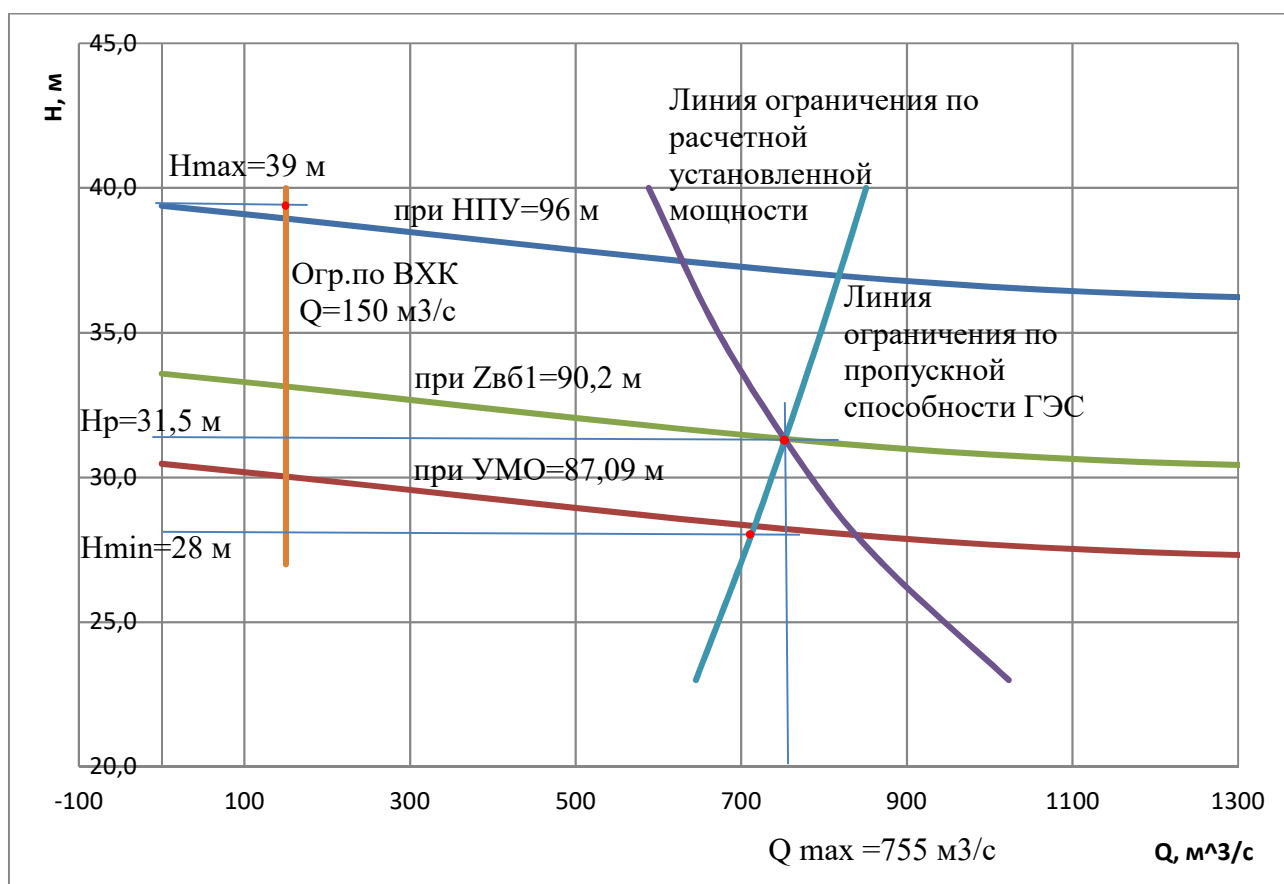


Рисунок 3.1 – Режимное поле Пудожской ГЭС по напору и расходу

По режимному полю определяем следующие параметры:

- расчетный напор $H_p = 31,5$ м;
- минимальный напор $H_{min} = 28,0$ м;
- максимальный напор $H_{max} = 39,0$ м;
- максимальный расход $Q_{max} = 755$ м³/с.

Для полученного диапазона изменения напора по справочным материалам подбираем все возможные типы гидротурбин, исходя из следующих условий:

1) значение предельного напора не должно быть меньше максимального расчетного;

2) отношение $H_{\min}/H_{\max} = 28,0/39,0 = 0,72$ должно быть не меньше справочных данных;

3) максимальный диаметр рабочего колеса гидротурбин должен выбираться с учетом транспортировки к месту монтажа.

Диапазону напоров соответствуют РО – 115 – В и ПЛД115 – В45° со следующими параметрами, представленными в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Параметры турбинного оборудования

Марка	ПЛ40а-В	ПЛ40б-В	ПЛД50-В60°	РО45-В
$H_{\text{пред}}, \text{М}$	40	40	50	45
H_{\min}/H_{\max}	0,50	0,50	0,50	0,60
$n'_{\text{opt}}, \text{об/м}$	125	123	113	82
$Q'_{\text{opt}}, \text{л/с}$	1020	1150	1100	1200
$\eta_{\text{м opt}}$	0,913	0,904	0,910	0,921
$Q_{\text{I max}}, \text{л/с}$	1800	1700	1650	1430
$\sigma(Q'_{\text{I max}})$	0.65	0.65	0.60	0.23
$D_{\text{I мод}}, \text{М}$	0,460	0,460	0,350	0,460
$H_{\text{мод}}, \text{М}$	4	4	5	4
$t_{\text{мод}}, ^\circ\text{C}$	10	20	16	8

Из подходящих вариантов турбин, ПЛ40а-В, ПЛ40б-В, ПЛД50-В60°, РО45-В будем рассматривать ПЛ40б-В, т.к турбина данного диаметра обладает наибольшим значением КПД в расчетной точке, оптимальным количеством агрегатов, которые смогут гарантировать бесперебойную работу станции. Также для данного диаметра было найдено значение H_s которое обеспечивает бескавитационный режим.

Для более обоснованного выбора параметров гидротурбины выполняем расчеты для ряда стандартных диаметров (начиная с максимально возможного для каждого типа турбин [11, с.145]).

КПД натурной турбины $\eta_{\text{т}}$ определим по формуле

$$\eta_{\text{т}} = 1 - (1 - \eta_{\text{м}}) \cdot \left[(1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[5]{\frac{D_{1\text{м}}}{D_1}} \cdot \sqrt[10]{\frac{H_{\text{м}}}{H_{\text{р}}}} \cdot \sqrt[5]{\frac{\vartheta_{\text{н}}}{\vartheta_{\text{м}}}} \right], \quad (3.4)$$

где $\eta_{\text{м}}$ - КПД модельной турбины;

$D_{\text{I мод}}$ - диаметр модельной турбины;

$H_{\text{мод}}$ - напор модельной турбины;

D_1 - диаметр натурной турбины;

$H_{\text{р}}$ - расчетный напор натурной гидротурбины;

$\nu_{\text{н}}, \nu_{\text{мод}}$ - коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины, которые зависят от температуры воды для натуральных и

модельных условий; ν_n при средней температуре воды в году 10°C составляет $1,3 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$.

ϵ - коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ($\epsilon=0,75$).

Количество агрегатов:

$$Z'_{\text{агр}} = \frac{N_{\text{уст}}}{N_{\text{агр}}}, \quad (3.5)$$

где $N_{\text{уст}}$ - установленная мощность ГЭС ($N_{\text{уст}}=319000 \text{ кВт}$),
 $N_{\text{а}}$ - мощность агрегата.

Поправка КПД:

$$\Delta_1 = \frac{\eta_n}{\eta_m} \quad (3.6)$$

Частота вращения турбины (с последующим округлением до стандартного значения):

$$n' = \frac{n'_{I_p} \sqrt{\Delta_1 \cdot H_p}}{D_1}, \quad (3.7)$$

где n'_{I_p} - приведенная частота вращения модельной гидротурбины в расчетной точке.

Приведенные максимальная, расчетная и минимальная частоты вращения

$$n'_{I_{\text{max}}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{min}})^{0.5}}, \quad (3.8)$$

$$n'_{I_{\text{расч}}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_p)^{0.5}}, \quad (3.9)$$

$$n'_{I_{\text{min}}} = \frac{n_{\text{синх}} D_1}{(\Delta_1 H_{\text{max}})^{0.5}} \quad (3.10)$$

Произведение приведённого расхода в расчетной точке на КПД

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_{T_{\text{ср}}}} \quad (3.11)$$

Левая часть уравнения определяется подбором такой точки на линии n'_{I_p} , чтобы произведение $Q'_p \cdot \eta_T$ в этой точке обеспечивало выполнение указанного равенства.

Произведение для ограничения по генератору

$$Q'_p \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot H_{\max}^{1,5} \cdot \eta_{T \text{ ср}}} \quad (3.12)$$

Приведенные расходы

$$Q'_p = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\min} \cdot \Delta}}, \quad (3.13)$$

$$Q'_p = \frac{Q_{\min}}{n \cdot D_1^2 \cdot \sqrt{H_{\max} \cdot \Delta}} \quad (3.14)$$

Расчеты для нескольких диаметров турбины ПЛ40а-В, ПЛ40б-В, ПЛД50-В60°, РО45-В представлены в таблицах 3.3, 3.4, 3.5 и 3.6 соответственно.

Таблица 3.3 – Параметры гидротурбины ПЛ40а-В.

D ₁ ,м	5	5,3	5,6	6	6,3	6,7
η _{турб}	0,928	0,928	0,929	0,929	0,930	0,930
N _{агр} ,МВт	65,94	74,13	82,80	95,11	104,91	118,72
Za`	4,84	4,30	3,85	3,35	3,04	2,69
Za	6	6	4	4	4	3
N _{агр} МВт	53,2	53,2	79,8	79,8	79,8	106,3
m(Δl)	1,048	1,049	1,049	1,050	1,050	1,051
nc`	143,7	135,6	128,3	119,8	114,1	107,4
n _{синхр}	150	136,4	136,4	125	115,4	115,4
n1`H _{max}	138,4	133,4	140,9	138,3	134,1	142,5
n1`H _p	130,5	125,8	132,9	130,4	126,4	134,4
n1`H _{min}	117,3	113,0	119,4	117,2	113,6	120,8
Q _{max}	938	835	748	651	590	522
Q _{min}	1107	985	882	768	697	616
Q1*η _p	1,26	1,13	1,51	1,32	1,19	1,41
Q1*η _{max}	0,92	0,82	1,10	0,96	0,87	1,02

Таблица 3.4 – Параметры гидротурбины ПЛ40б-В.

D ₁ ,м	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3
η _{турб}	0,930	0,930	0,930	0,931	0,932	0,932
N _{агр} ,МВт	56,81	62,97	70,79	79,07	90,83	100,18
Za`	5,62	5,07	4,51	4,03	3,51	3,18
Za	6	6	6	6	4	4
N _{агр} МВт	53,2	53,2	53,2	53,2	79,8	79,8
m(Δl)	1,042	1,043	1,043	1,044	1,044	1,045
nc`	148,4	141,0	133,0	125,9	117,6	112,0
n _{синхр}	150	142,9	136,4	136,4	125	115,4
n1`H _{max}	131,9	132,2	133,8	141,3	138,7	134,4
n1`H _p	124,4	124,7	126,1	133,2	130,8	126,7

Продолжение таблицы 3.4

$D_{1,м}$	4,75	5	5,3	5,6	6	6,3
$n1 \cdot H_{min}$	111,8	112,1	113,3	119,7	117,5	113,9
Q_{max}	1043	941	837	750	653	592
Q_{min}	1231	1110	988	885	771	699
$Q1 \cdot \eta_p$	1,40	1,26	1,13	1,01	1,32	1,19
$Q1 \cdot \eta_{max}$	1,02	0,92	0,82	0,73	0,96	0,87

Таблица 3.5 – Параметры гидротурбины ПЛД50-В60°.

$D_{1,м}$	5,3	5,6	6	6,3	6,7	7,1
$\eta_{турб}$	0,919	0,919	0,920	0,921	0,921	0,922
$N'_{ар,МВт}$	69,91	78,10	89,72	98,96	112,00	125,84
Za'	4,56	4,08	3,56	3,22	2,85	2,53
Za	6	6	4	4	3	3
$N_{ар, МВт}$	53,2	53,2	79,8	79,8	106,3	106,3
$m(\Delta l)$	1,056	1,057	1,058	1,058	1,059	1,059
nc'	123,0	116,4	108,7	103,6	97,4	91,9
$n_{синхр}$	125	125	115,4	107,1	100	93,8
$n1 \cdot H_{max}$	121,8	128,7	127,2	124,0	123,1	122,3
$n1 \cdot H_p$	114,9	121,3	120,0	116,9	116,0	115,3
$n1 \cdot H_{min}$	103,2	109,0	107,8	105,0	104,3	103,6
Q_{max}	832	745	649	588	520	463
Q_{min}	982	879	766	694	614	546
$Q1 \cdot \eta_p$	1,13	1,01	1,32	1,19	1,41	1,25
$Q1 \cdot \eta_{max}$	0,82	0,73	0,96	0,87	1,02	0,91

Таблица 3.6 – Параметры гидротурбины РО45-В.

$D_{1,м}$	5	5,3	5,6	6	6,3	6,7
$\eta_{турб}$	0,925	0,926	0,926	0,927	0,927	0,928
$N'_{ар,МВт}$	55,25	62,11	69,38	79,70	87,91	99,48
Za'	5,77	5,14	4,60	4,00	3,63	3,21
Za	6	6	6	4	4	4
$N_{ар, МВт}$	53,2	53,2	53,2	79,8	79,8	79,8
$m(\Delta l)$	1,051	1,052	1,052	1,053	1,054	1,054
nc'	94,4	89,1	84,3	78,7	75,0	70,5
$n_{синхр}$	100	90,9	85,7	78,9	75	71,4
$n1 \cdot H_{max}$	92,2	88,8	88,4	87,2	87,0	88,1
$n1 \cdot H_p$	86,9	83,7	83,4	82,2	82,0	83,0
$n1 \cdot H_{min}$	78,1	75,2	74,9	73,9	73,7	74,6
Q_{max}	937	834	747	650	590	521
Q_{min}	1106	984	881	767	696	615
$Q1 \cdot \eta_p$	1,26	1,13	1,01	1,32	1,19	1,06
$Q1 \cdot \eta_{max}$	0,92	0,82	0,73	0,96	0,87	0,77

Проведён анализ выбранных диаметров по следующим критериям:

- Максимальный КПД;
- Оптимальная рабочая зона турбины;
- Сокращение количества агрегатов.

Также необходимо на главной универсальной характеристике построить зону работы для каждого выбранного диаметра.

В результате проведенных построений рабочих зон различных диаметров рабочего колеса некоторые турбины выбывают из рассмотрения, так как рабочая точка выходит за линию ограничения мощности либо находится за пределами зоны работы турбины.

Таким образом, продолжим расчет для следующих турбин: ПЛ40а-В-530, ПЛ40а-В-630, ПЛ40б-В-500, ПЛ40б-В-630. Зоны работы для каждой турбины представлены в Приложениях Д и Е.

3.2 Определения отметки установки рабочего колеса гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы

Отметка расположения РК гидротурбины для обеспечения её безкавитационной работы определяется по формуле:

$$\nabla Z_{p.k.} = Z_{нб}(Q_{нб}) + H_s \quad (3.15)$$

где $Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка уровня воды в НБ при расходе, соответствующем расчетному значению высоты отсасывания.

Расчетное значение высоты отсасывания H_s определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Анализ кавитационной характеристики показывает, что наиболее опасными с точки зрения кавитации, т.е. требующими наибольшего заглубления являются, как правило, три режима:

- Работа одного агрегата при max напоре и номинальной мощности
- Работа одного агрегата при расчетном напоре и номинальной мощности
- Работа одного агрегата при min напоре и соответствующей ему мощности на линии ограничения

Высота отсасывания находится по формуле:

$$H_s = 10,33 - \frac{Z_{нб}(Q_{нб})}{900} - \sigma * H - \Delta H_s + \Delta Z_{x.пл}, \quad (3.16)$$

где ΔH_s – дополнительное заглубление рабочего колеса, учитывающее неточности определения σ при модельных испытаниях, масштабный эффект и антикавитационный запас (1,5 м);

σ – коэффициент кавитации, определяемый по главной универсальной характеристике для расчетных условий;

H – напор турбины, определяемый уровнем верхнего бьефа и $Z_{нб}(Q_{нб})$;

$\Delta Z_{х.пл.}$ – разность высотных отметок двух характерных плоскостей модельной и натурной турбин, для осевых вертикальных ПЛ-турбин $\Delta Z_{х.пл.}=0$.

Рассчитываем отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания по кривой связи нижнего бьефа.

График зависимости $Z_{нб} = f(Q)$ указан на рисунке 3.2.

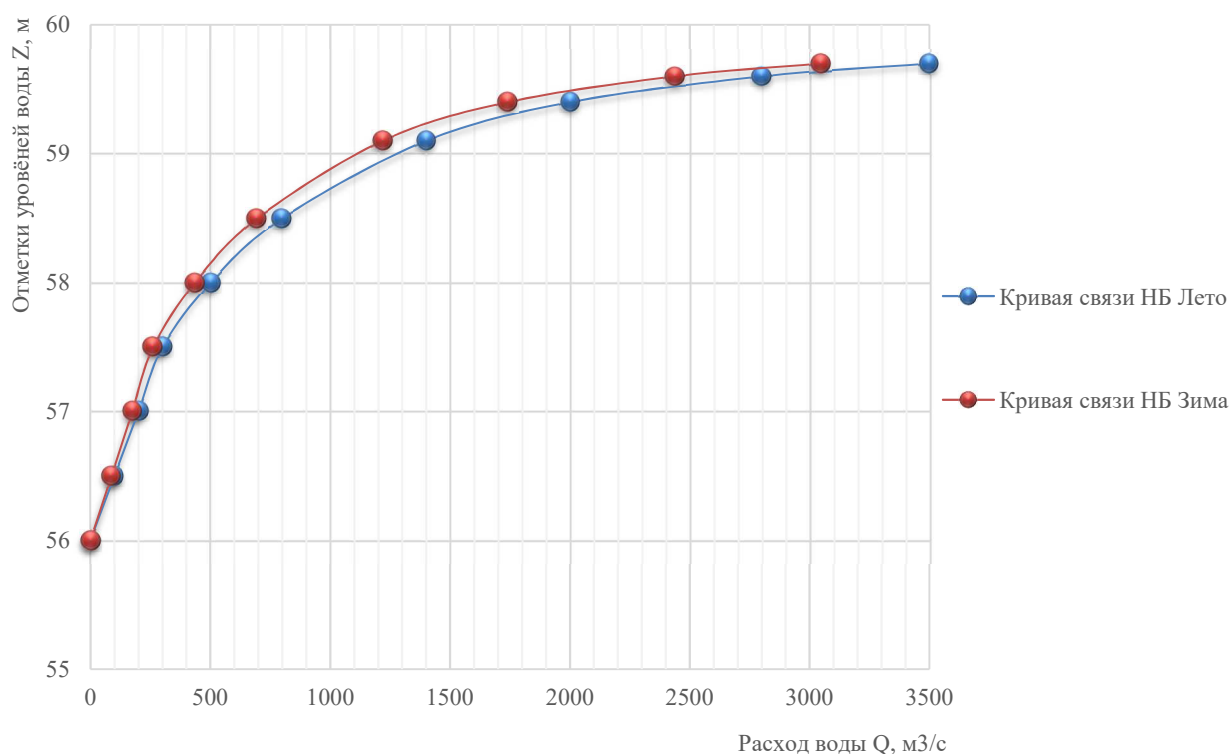


Рисунок 3.2 График зависимости $Z_{нб} = f(Q)$

Рассчитываем отметку установки рабочего колеса при каждой из вычисленных высот отсасывания. Отметка установки рабочего колеса в поворотно-лопастных турбинах отсчитывается от уровня нижнего бьефа до оси поворота лопастей.

$$Z_{PK}(H_{min}) = Z_{нб} (Q (H_{min})) + H_s(H_{min}) \quad (3.17)$$

$$Z_{PK}(H_{расч}) = Z_{нб} (Q (H_{расч})) + H_s(H_{расч}) \quad (3.18)$$

$$Z_{PK}(H_{max}) = Z_{нб} (Q (H_{max})) + H_s(H_{max}) \quad (3.19)$$

Составим таблицу 3.7 для ПЛ40а-В, ПЛ40б-В.

Таблица 3.7 – Параметры гидротурбин

Параметры	ПЛ40а-В		ПЛ40б-В	
D_1	5,3	6,3	5,0	6,3
$Q'(H_{\min})$	0,9	0,95	1,02	0,96
$Q'(H_{\text{расч}})$	1,23	1,31	1,4	1,32
$Q'(H_{\max})$	1,18	1,24	1,35	1,28
$Q(H_{\min})$	196,39	238,62	161,39	241,12
$Q(H_{\text{расч}})$	240,74	296,64	199,66	298,88
$Q(H_{\max})$	200,94	265,26	181,88	273,80
$Z_{\text{нб}}(Q(H_{\min}))$	57,02	57,20	56,86	57,21
$Z_{\text{нб}}(Q(H_{\text{расч}}))$	57,20	57,41	57,03	57,42
$Z_{\text{нб}}(Q(H_{\max}))$	57,04	57,30	56,96	57,33
$\sigma(H_{\min})$	0,21	0,24	0,25	0,22
$\sigma(H_{\text{расч}})$	0,38	0,43	0,42	0,38
$\sigma(H_{\max})$	0,37	0,41	0,37	0,37
$H_s(H_{\min})$	0,58	-0,59	-0,98	0,19
$H_s(H_{\text{расч}})$	-3,20	-4,78	-4,46	-3,20
$H_s(H_{\max})$	-1,59	-2,71	-1,59	-1,59
$Z_{\text{рк}}(H_{\min})$	57,6	56,61	55,88	57,40
$Z_{\text{рк}}(H_{\text{расч}})$	54,0	52,63	52,57	54,22
$Z_{\text{рк}}(H_{\max})$	55,45	54,59	55,37	55,74

Из анализа полученных вариантов, была выбрана турбина ПЛ40б-В-630, т.к турбина данного диаметра обладает наибольшим значением КПД в расчетной точке, оптимальным количеством агрегатов, которые смогут гарантировать бесперебойную работу станции. Также для данного диаметра было найдено значение H_s которое обеспечивает бескавитационный режим.

Отметка установки РК: 54,22 м.

3.3 Гидромеханический расчёт и построение бетонной спиральной камеры, и определение её геометрических размеров проточной части

В основу гидромеханического расчёта спиральной камеры заложены три условия, которым должен подчиняться поток протекающей в ней жидкости:

1. Равномерное распределение расхода по окружности направляющего аппарата. Это условие обеспечивается, если в любом радиальном сечении будут одинаковы радиальные составляющие скорости v_r .

2. Одинаковая закрутка потока (постоянство момента скорости) перед направляющим аппаратом, т.е. $v_u r = \text{const}$, где v_u – окружная составляющая скорости в любой точке потока; r – радиус расположения точки.

3. Размеры радиальных сечений спиральной камеры должны быть такими, чтобы средние скорости потока в них не превосходили предельных значений, определяемых уровнем допустимых потерь.

По чертежу проточной части (приложение Ж) модельной гидротурбины определяются основные геометрические размеры гидротурбины.

1. Наружный радиус входного сечения

$$R_{ex} = 1,578 \cdot D_1 = 9,94 \text{ м} \quad (3.20)$$

2. Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_a = 9,8 \text{ м}$$

$$r_a = D_a / 2 = 9,8 / 2 = 4,9 \text{ м} \quad (3.21)$$

3. Диаметр расположения выходных кромок статора:

$$D_b = 8,57 \text{ м}$$

$$r_b = D_b / 2 = 8,57 / 2 = 4,29 \text{ м} \quad (3.22)$$

4. Полный расход через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{p.t.nat.t.}} = \frac{79800}{9,81 \cdot 31,5 \cdot 0,932} = 277 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.23)$$

5. Расход через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_{вх} = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{277 \cdot 225}{360} = 173 \text{ м}^3/\text{с} \quad (3.24)$$

6. Площадь поперечного входного сечения определяется по величине допустимой средней скорости:

$$F_{вх} = \frac{Q_{вх}}{V_{вх}} = \frac{173}{5,3} = 32,7 \text{ м}^2 \quad (3.25)$$

Дальнейший расчет бетонной спиральной камеры выполняется аналогично. Воспользуемся следующими соотношениями и сведем расчеты в таблицу 3.8.

$$a_i = r_i - r_a; \quad m_i = k_2 \cdot a_i^2, \quad \text{где } k^2 = \frac{m_{вх}}{a_{вх}^2} \quad (3.26)$$

$$b_i = m_i + b_0 \quad (3.27)$$

$$r_k = r_a + m_i \cdot \operatorname{tg} 15^\circ \quad (3.28)$$

Значение интеграла для любого сечения вычисляем по формуле:

$$J_i = b_0 \cdot \ln\left(\frac{r_a}{r_b}\right) + b_i \ln\left(\frac{r_i}{r_a}\right) - r_k \cdot \text{ctg}\gamma \cdot \ln\left(\frac{r_k}{r_a}\right) + m_i \quad (3.29)$$

Величина угла спирали для любого сечения:

$$\varphi_i = \frac{180}{J_{\text{вх}}} \cdot J_i \quad (3.30)$$

Величина площади сечения:

$$F_i = b_0(r_a - r_b) + (r_i - r_a)b_i - \frac{(b_i - b_0)^2}{2} \text{tg}15^\circ \quad (3.31)$$

Таблица 3.8 – Расчёт бетонной спиральной камеры

Величина	Сечения											
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	вых
r_i	9,94	9,43	8,91	8,40	7,88	7,37	6,86	6,34	5,83	5,31	4,80	4,29
b_i	5,04	4,53	4,01	3,50	2,98	2,47	1,96	1,44	0,93	0,41	-0,10	-0,61
a_i	4,95	4,67	4,39	4,11	3,83	3,55	3,27	2,99	2,71	2,43	2,15	1,87
r_k	5,64	5,56	5,49	5,41	5,34	5,26	5,19	5,11	5,04	4,96	4,89	4,81
r_k/r_a	1,15	1,13	1,12	1,10	1,09	1,07	1,06	1,04	1,03	1,01	1,00	0,98
$\ln(r_k/r_a)$	0,14	0,13	0,11	0,10	0,09	0,07	0,06	0,04	0,03	0,01	0,00	-0,02
r_i/r_a	2,03	1,92	1,82	1,71	1,61	1,50	1,40	1,29	1,19	1,08	0,98	0,87
$\ln(r_i/r_a)$	0,71	0,65	0,60	0,54	0,48	0,41	0,34	0,26	0,17	0,08	-0,02	-0,13
$b \cdot \ln(r_i/r_a)$	3,50	3,06	2,63	2,21	1,82	1,45	1,10	0,77	0,47	0,20	-0,04	-0,25
$r_k \cdot \text{ctg}\gamma$	21,03	20,75	20,47	20,19	19,91	19,63	19,35	19,07	18,79	18,51	18,23	17,95
$r_k \cdot \text{ctg}\gamma \cdot \ln(r_k/r_a)$	2,94	2,62	2,31	2,00	1,70	1,39	1,10	0,80	0,51	0,23	-0,05	-0,33
m_i	2,75	2,47	2,19	1,91	1,63	1,35	1,07	0,79	0,51	0,23	-0,05	-0,33
J_i	3,60	3,19	2,80	2,41	2,05	1,70	1,36	1,05	0,76	0,49	0,25	0,04
φ_i	210	186	163	141	119	99	80	61	44	29	15	2

С помощью данной таблицы и произведённых расчётов выполним построение плана спиральной камеры (Приложение II) и построим график зависимости $r_i=f(\varphi_{\text{сп}})$ (Рисунок 3.3).

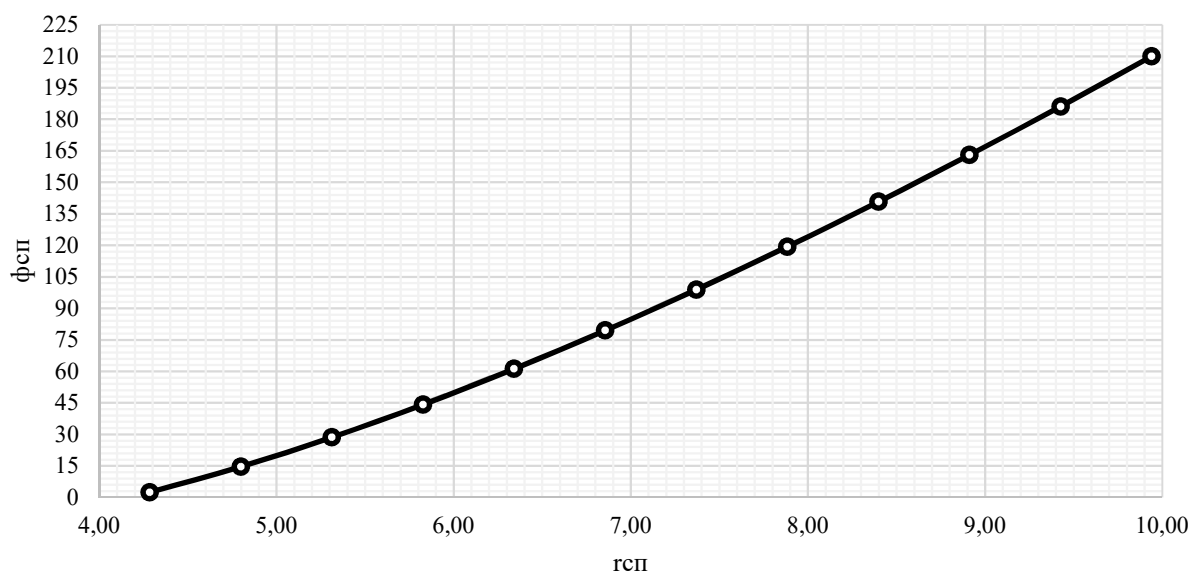


Рисунок 3.3 График зависимости $\varphi_{сп}=f(r_i)$

С полученного графика снимаем значения r_i через каждые 15° .

Ширина подвода из ГУХ:

$$B' = 2,63 \cdot D_1 = 16,57 \text{ м} \quad (3.32)$$

Необходимо установить промежуточный бычок, так как B' больше 7 м, ширина которого:

$$b = 1 + \frac{Q_0}{400} = 1,69 \text{ м} \quad (3.33)$$

Ширина подвода с учётом ширины бычка:

$$B = B' + b = 16,57 + 1,69 = 18,26 \text{ м} \quad (3.34)$$

3.4 Выбор серийного типа генератора

По частоте вращения и мощности подходит СВ-1070/145-52.

Поскольку целью курсового проекта не является расчет основных размеров гидрогенератора, примем их серийными, из источника [28]. Данные гидрогенератора приведены в таблице 3.9.

Таблица 3.9 Данные гидрогенератора

S _{ном} , МВт	P _{ном} , МВт	n _{синх} , об/мин	cos φ	η	Система возбуждения	Исполнение
100	80	115,4	0,8	97,6	электромашинная	зонтичное

3.5 Расчёт деталей и узлов гидротурбины. Выбор типа маслonaпорной установки. Выбор электрогидравлического регулятора. Выбор кранов

3.5.1 Расчёт вала на прочность

Вал гидроагрегата предназначен для передачи крутящего момента от рабочего колеса к ротору генератора. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33}, \quad (3.35)$$

где $[\tau_{доп}] = 30 - 35$ МПа,

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 1000000}{115,4} = 8,44 \text{ МПа} \quad (3.36)$$

$$D_B^* \geq \left(5,1 \cdot \frac{M_{кр}}{[\tau_{доп}]} \right)^{0,33} = \left(5,1 \cdot \frac{8,44}{35} \right)^{0,33} = 1,071 \text{ м} = 1071 \text{ мм} \quad (3.37)$$

Полученное значение диаметра округляется до стандартизированного (кратное 50 мм при D_B менее 1000 мм и кратное 100 мм при $D \geq 1000$ мм). Принимаем $D_с = 1100$ мм.

3.5.2 Расчёт подшипника

Радиальная сила на рабочем колесе:

$$R_{рад} = 0,8 \cdot \left(\frac{N}{n_{синх} \cdot D_1} \right) = \frac{0,8 \cdot 1000000}{115,4 \cdot 6,3} = 110,04 \text{ кН} \quad (3.38)$$

Диаметр вала под подшипником d_n , с учётом облицовки, обычно принимается на 15-20 мм больше $D_с$, принимаем $d_n = 1120$ мм.

Для кольцевого подшипника удельное давление равно:

$$p_{уд} = \frac{R_{рад}}{d_n \cdot h_n} \leq [p_{уд}], \text{ кПа}, \quad (3.39)$$

где h_n принимается 400 мм., при $D_B = (850 - 1100)$ мм.

$$[p_{уд}] = 29 \cdot U, \text{ кПа} \quad (3.40)$$

$$U = \pi \cdot n_{\text{синх}} \cdot \frac{d_{\text{п}}}{30}, \frac{\text{м}}{\text{сек}} \quad (3.41)$$

Расчет:

$$p_{y\partial} = \frac{110,04}{1,12 \cdot 0,4} = 245,63 \text{ кПа}$$

$$U = 3,14 \cdot 115,4 \cdot \frac{1,12}{30} = 13,53 \frac{\text{м}}{\text{сек}}$$

$$[p_{y\partial}] = 29 \cdot 13,53 = 392,51 \text{ кПа}$$

Условие $p_{y\partial} \leq [p_{y\partial}]$ соблюдается.

Расчет сегментного подшипника:

$$h_n = 400 \text{ мм}$$

$$Z_{\text{сегм}} = 8$$

Определяем усилие на наиболее нагруженный сегмент:

$$R_1 = \frac{R_{\text{рад}}}{1 + 2 \cdot \cos a + 2 \cos(2a)}, \text{ кН}, \quad (3.42)$$

$$\text{где } a = \frac{360}{Z_{\text{сегм}}}$$

Удельная нагрузка на сегмент:

$$p_{y\partial} = \frac{R_{\text{рад}}}{l_{\text{сегм}} \cdot h_n} \leq [p_{y\partial}], \text{ кПа} \quad (3.43)$$

$$l_{\text{сегм}} = (0,85 - 0,90) \pi \cdot \frac{d_{\text{п}}}{Z_{\text{сегм}}}, \text{ м} \quad (3.44)$$

$$[p_{y\partial}] = 50 \cdot U, \text{ кПа} \quad (3.45)$$

Расчет:

$$a = \frac{360^\circ}{10} = 36^\circ,$$

$$R_1 = \frac{110,04}{1 + 2 \cdot \cos(45^\circ) + 2 \cos(90^\circ)} = 45,58 \text{ кН},$$

$$l_{\text{сегм}} = 0,90 \cdot 3,14 \cdot \frac{1,12}{10} = 0,3165 \text{ м},$$

$$p_{уд} = \frac{45,58}{0,3165 \cdot 0,4} = 360,03 \text{ кПа}$$

$$[p_{уд}] = 50 \cdot 13,53 = 676,5 \text{ кПа}$$

Условие $p_{уд} \leq [p_{уд}]$ соблюдается.

В обоих видах подшипников вышесказанное условие соблюдается, но из-за более простой установки и эксплуатации выбираем сегментный подшипник.

3.5.3 Выбор типа маслonaпорной установки

Габаритные размеры маслonaпорной установки определяются объемом масловоздушного котла, зависящего от суммарного числа сервомоторов, обслуживаемых одной МНУ.

По номограмме определяется тип маслonaпорной установки для напора 60 м и D1 – 7,5 м: МНУ 12,5/1-40-12,5-2,

где 12,5 - объем гидроаккумулятора

1 - количество гидроаккумуляторов

40 - сосуд, рассчитанный на давление 40 кгс/см²

12,5 - вместительность сливного бака в м³

2- количество насосов.

3.5.4 Выбор электрогидравлического регулятора

По номограмме определяем тип ЭГР. Так как турбина поворотнo-лопастная, мной был выбран ЭГР (для ГА с двумя регулируемыми органами). Диаметр главного золотника - 150мм.

Выбранный регулятор: ЭГРК-2И1-150-4. Панели электрооборудования по типу усилительных элементов, применяемых в основном канале регулирования на интегральных микросхемах.

ЭГР - электрогидравлический регулятор

И - на интегральных микросхемах

150- диаметр главного золотника

4 - гидромеханическая колонка 4-го исполнения.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор номинального напряжения линий

Номинальное напряжение линий принимаем 220 кВ по номинальному напряжению ближайшей подстанции «Кызыл».

Основные параметры проектируемой станции и энергосистемы представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Особенности электрической части проектируемой станции и энергосистемы

Генераторы			Система			
Число и мощность	$U_{\text{ном}}$	$\cos\varphi_{\text{ном}}$	$U_{\text{ном}}$	l	$S_{\text{рез}}$	$S_{\text{к.з.}}$
шт×МВт	кВ	о.е.	кВ	км	МВА	МВА
4×225	15,75	0,9	220	70	100	150

1. $T_{\text{max}} = 4200$ час/год.
2. Потребители относятся к I и II категориям.
3. Мощность собственных нужд $P_{\text{сн}} = 0,01P_{\text{уст.ГЭС}}$.
4. Коэффициент мощности собственных нужд $\cos\varphi_{\text{сн}} = \cos\varphi_{\text{ном.ген.}}$.

4.2 Выбор количества линий РУ ВН и сечения проводов

Необходимо рассмотреть наиболее тяжелый для этих линий режим, при котором нагрузка на них максимальна.

Определим величину максимальной нагрузки на РУВН

$$S_{\Sigma} = n_G \cdot S_G = 4 \cdot (250 - 250 \cdot 0,01) = 990 \text{ МВА} \quad (4.1)$$

Передаваемая мощность на одну цепь для ВЛ 220 кВ:

$$P_{\text{нат.}} = 135 \text{ МВт}; \quad K = 1,2; \quad \cos\varphi_c = 0,9$$

Число отходящих линий 220 кВ:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{(K \cdot P_{\text{нат.}} / \cos\varphi_c)} = \frac{990}{(1,2 \cdot 135 / 0,9)} = 5,5 \approx 6,0 \text{ шт} \quad (4.2)$$

Принимается число ВЛ 220 кВ равным $n_{\text{л}} = 6 + 1 = 7$

Максимальный рабочий ток

$$I_{\text{max.раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{7 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{990}{7 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 371,1 \text{ А} \quad (4.3)$$

Рабочий расчетный ток

$$I_{\text{расч}} = I_{\text{max,раб}} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (4.4)$$

где $\alpha_i = 1,05$ – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации;

$\alpha_T = 1,0$ – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии $T_{\text{max}} = 4200$ час/год и ее значение в максимуме ЭС.

$$I_{\text{расч}} = 371,1 \cdot 1,05 \cdot 1,0 = 390 \text{ A.}$$

По величине расчётного тока выбираем провод марки АС – 240/32, которому соответствует минимальное сечение провода для линии 220 кВ.

Проверка по нагреву в послеаварийном режиме

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{990}{6 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 433 \text{ A.} \quad (4.5)$$

Длительно допустимый ток

$$I_{\text{доп}} = 605 \text{ A,}$$

$$I_{\text{доп}} = 605 \text{ A} > I_{\text{п.ав}} = 433 \text{ A}$$

следовательно, условие по нагреву в послеаварийном режиме выполняется.

По полученному значению по справочным данным [3] выбираем провод АС – 240/32, характеристика провода представлен в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Характеристика провода АС – 240/32

Номинальное сечение провода, мм ²	Количество проводов в фазе, шт	Активное сопротивление, Ом/км	Длительно допустимый ток вне помещения, А	Индуктивное сопротивление, Ом/км
240/32	1	0,121	605	0,435

4.3 Выбор структурной схемы электрических соединений

С целью снижения капиталовложений, на станции могут быть применены укрупненные блоки. Это возможно в том случае, когда общая мощность такого блока не превышает допустимой величины снижения генерируемой мощности в ЭС $\Delta P_{\text{Гдоп}}$.

$$\Delta P_{\text{Гдоп}} = S_{\text{рез}} \cdot \cos \varphi = 100 \cdot 0,9 = 90 \text{ МВт,} \quad (4.6)$$

$$P_{\text{бл}} = 2P_G = 2 \cdot 225 = 450 \text{ МВт} \quad (4.7)$$

Кроме того, согласно [10] при мощности нового энергоблока от 330 МВт и более – к РУ не ниже 500 кВ, при отсутствии в районе расположения электростанции сети указанного класса напряжения – не ниже 330 кВ., следовательно, применение укрупненных блоков в структурной схеме является не возможным.

На рисунке 4.1 представлена структурная схема ГЭС с единичными блоками. К сборным шинам 220 кВ присоединены 4 блока с трехфазными двухобмоточными трансформаторами ТДЦ-250000/220.

Рисунок 4.1 – Вариант структурной схемы ГЭС с единичными блоками

4.4 Выбор основного оборудования главной схемы

Выбор повышающих трансформаторов

Выбор трансформаторов включает в себя определение их числа, типа и номинальной мощности.

Выбор номинальной мощности трансформатора в общем случае производится с учетом его нагрузочной способности

$$S_{\text{расч}} \leq S_{\text{ном}} \quad (4.8)$$

Расчетная мощность трансформатора

$$S_{\text{расч}} = (P_{\text{ном.г}} - P_{\text{сн}}) / \cos \varphi_{\text{г}}, \quad (4.9)$$

где $\cos \varphi_{\text{г}}$ - номинальный коэффициент мощности генератора, о.е.;

$P_{\text{сн}}$ - активная мощность нагрузки, МВт;

$P_{\text{ном.г}}$ - активная номинальная мощность генератора, МВт.

Таким образом, находим

$$S_{\text{расч}} = (225 - 225 \cdot 0,01)/0,9 = 247,5 \text{ МВА}$$

Используя рекомендации, выбираем трансформаторы единичных блоков 220 кВ. «Тольяттинский трансформатор» [12]. Основные параметры выбранного трансформатора представлены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Каталожные данные трансформатора ТДЦ-250000/220-У1, УХЛ1

Тип	$S_{\text{ном}},$ МВ · А	Регулирование напряжения	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ		$u_k,$ %	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт
			ВН	НН			
ТДЦ-250000/220	250	Без регулирования	242	15,75	11,0	600	150

Выбор трансформаторов собственных нужд

Доля мощности, потребляемая на собственные нужды, составляет 1% от номинальной мощности генератора

$$S_{\text{с.н}} = 0,01 \cdot S_{\text{Гном}} = 0,01 \cdot 1000 \cdot 10^3 = 10000 \text{ кВА.} \quad (4.10)$$

Условие выбора трансформатора собственных нужд:

$$S_{\text{Тс.н}} \geq S_{\text{с.н.}} \quad (4.11)$$

При этом ближайшая стандартная мощность трансформатора составляет 10000 кВА, выбираем трансформатор производства «РосЭнергоТранс» дочернего предприятия «СВЭЛ», изготавливаемый по спецзаказу по требуемым параметрам, параметры трансформатора представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Каталожные данные трансформатора ТСЛ – 10000/15-УЗ

Тип	$S_{\text{ном}},$ кВ · А	$U_{\text{ном}}$ обмоток, кВ	
		ВН	НН
ТСЛ-10000/15 У1(УЗ)	10000	15	6,3

4.5 Выбор главной схемы ГЭС

Основные требования, влияющие на выбор схемы распределительных устройств:

- ремонтпригодность;
- оперативная гибкость;
- экономическая целесообразность.

В соответствии с Технической политикой ОАО «РусГидро», «вновь сооружаемые и комплексно реконструируемые РУ 110 кВ и выше должны выполняться, как правило, КРУЭ внутри здания. В зонах холодного климата с минимальной температурой -50°C и ниже, а так же в зонах со снежным

покровом более 1,5м применение КРУЭ обязательно». Устанавливаем распределительное устройство элегазовое (КРУЭ), как отвечающее современным критериям надежности, минимума эксплуатационных затрат, минимум занимаемого места и основываясь на многолетний опыт успешной и безотказной работы (15–20 лет безремонтный период). При выборе схемы будем основываться на соответствии требованиям надежности при наименьшем количестве выключателей с сопутствующими устройствами (разъединителями, заземляющих устройств, приводов, изоляторов).

При числе присоединений к РУ 220 кВ равным 11 (7 ВЛ-220 и 4 единичных блока Г-Т), применим схему с двумя системами шин с присоединением одним выключателем, которая представлена на рисунке 4.2.

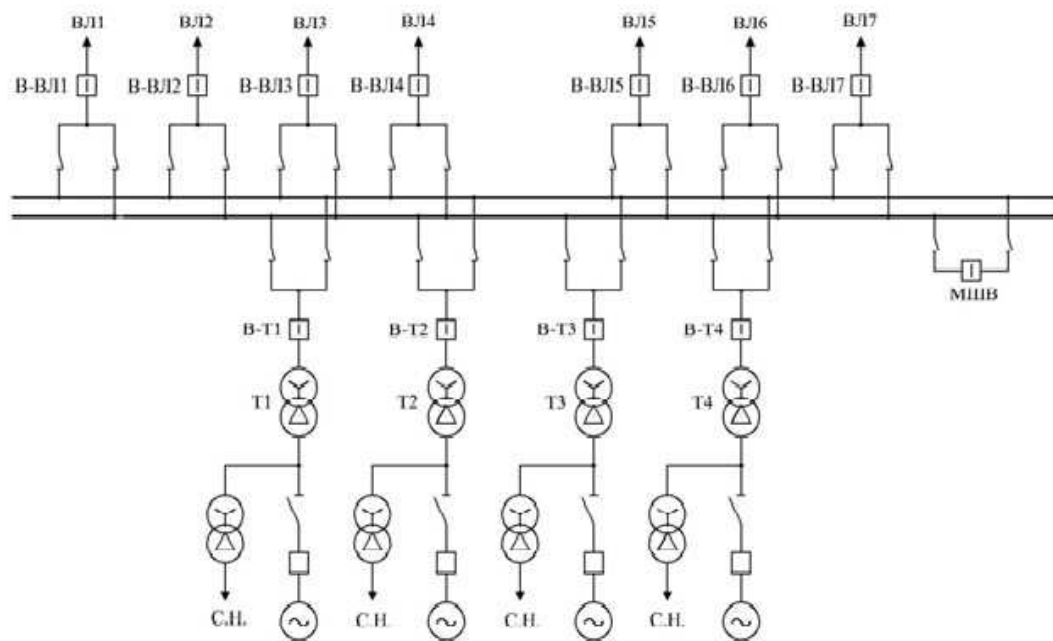


Рисунок 4.2 – Принципиальная схема соединений КРУЭ 220 кВ

4.6 Расчёт токов КЗ

Для генераторных выключателей расчетной является точка К2 – на выводах генератора. Выключатели РУ 220 кВ выбираются по суммарному току в точке К1. Расчётная схема представлена на рисунке 4.3.

4.6.1 Трёхфазное и однофазное короткое замыкание в точке К₁ на РУ ВН

Примем за базисную мощность $S_b = 150$ МВА в ЭС.

За базисное напряжение принимаем среднеэксплуатационное на ступени, соответствующей рассматриваемой точке КЗ.

$U_{бл} = 230$ кВ.

$$I_{6I} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6I}} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,38 \text{ кА} \quad (4.12)$$

Определим параметры элементов цепи в относительных единицах при базисных условиях для структурной схемы на рисунке 4.3

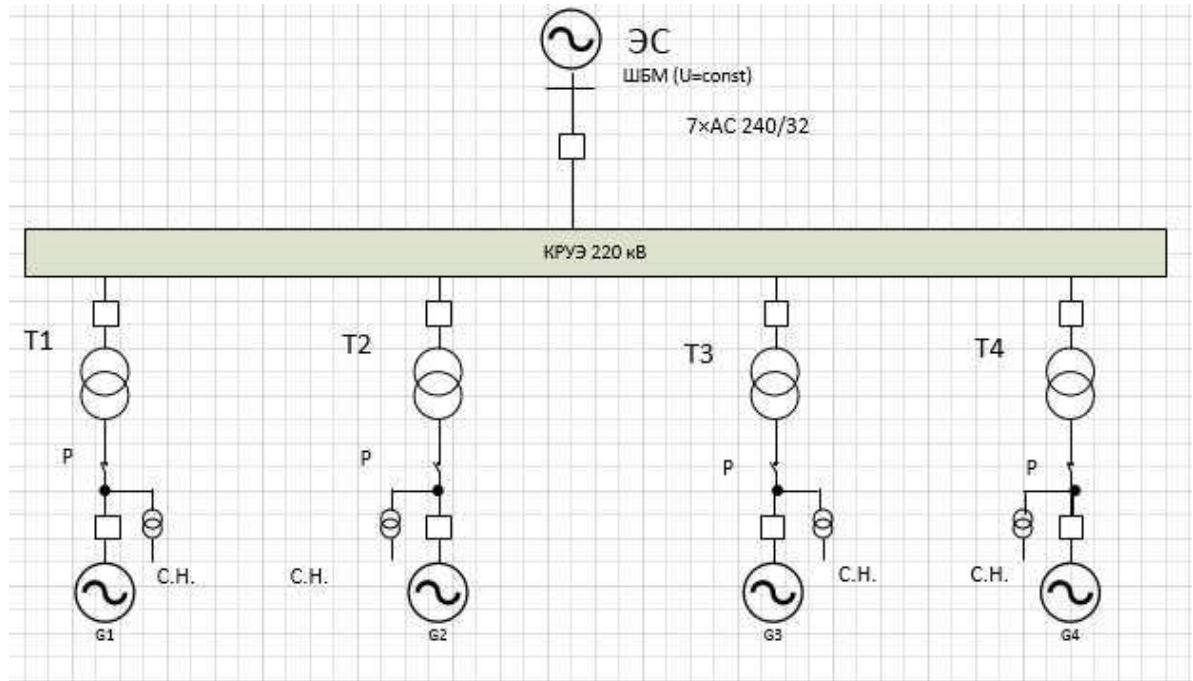


Рисунок 4.3 – Расчётная схема ГЭС

Составим схему замещения прямой последовательности на рисунке 4.4.

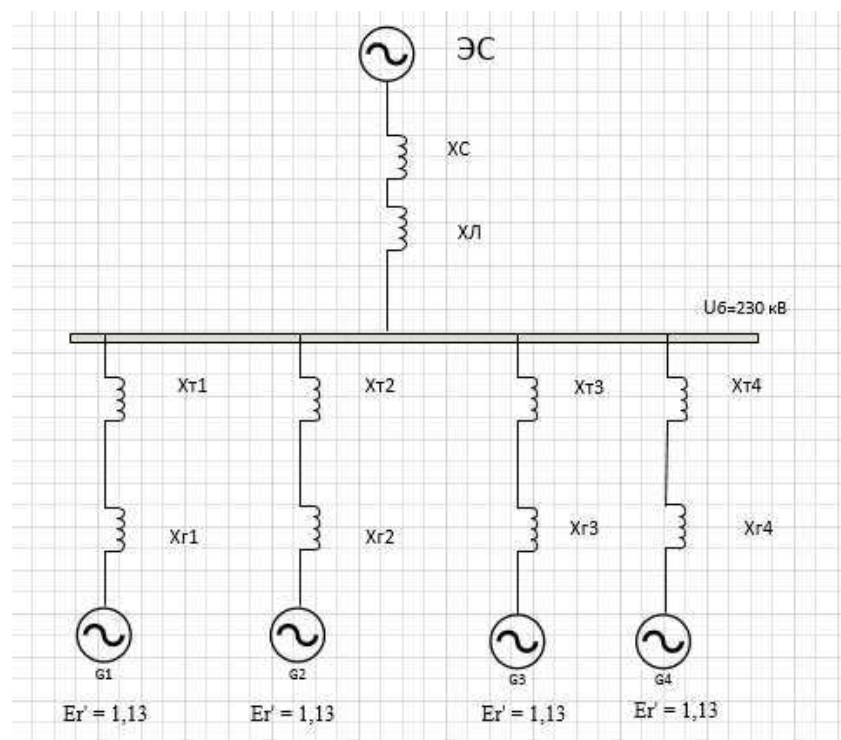


Рисунок 4.4 – Схема замещения прямой последовательности

Найдём приведённые значения сопротивлений в относительных единицах.

Генераторы:

$$x_{Г1} \div x_{Г4} = x''_d \cdot \frac{S_6}{S_{Г.ном}} = 0,28 \cdot \frac{150}{250} = 0,168 \quad (4.13)$$

$$E_{Г1} \div E_{Г4} = 1,13$$

Энергосистема:

$$x_C = \frac{S_6}{S_{к.з.}} = \frac{150}{150} = 1,0, \quad (4.14)$$

$$E_C = 1,0$$

Линия 220 кВ:

$$x_L = \frac{x_{уд} \cdot l}{n} \cdot \frac{S_6}{U_{ср}^2} = \frac{0,435 \cdot 70}{7} \cdot \frac{150}{230^2} = 0,012, \quad (4.15)$$

где $x_{уд}$ - индуктивное удельное сопротивление провода;

l - длина линии, км;

n - число параллельных линий.

Трансформатор

$$u_{кВН} = 11,0 \%,$$

$$x_{Т1} = x_{Т2} = x_{Т3} = x_{Т4} = \frac{u_{кВН,\%} \cdot S_6}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{11,0 \cdot 150}{100 \cdot 250} = 0,066 \quad (4.16)$$

Свернём схему прямой последовательности к точке $K_1^{(3)}$

$$x_1 = (x_{Г1} + x_{Т1})/4 = \frac{0,168 + 0,066}{4} = 0,0585,$$

$$x_2 = x_C + x_L = 1,0 + 0,012 = 1,012,$$

$$x_{1\Sigma} = x_1 \parallel x_2 = \frac{0,0585 \cdot 1,012}{0,0585 + 1,012} = 0,055,$$

$$E_1 = E_{Г1} = 1,13,$$

$$E_{\Sigma} = \frac{E_C \cdot x_1 + E_1 \cdot x_2}{x_1 + x_2} = \frac{1,0 \cdot 0,0585 + 1,13 \cdot 1,012}{0,0585 + 1,012} = 1,12$$

Суммарное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{п0,\Sigma}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{\Sigma 1}} \cdot I_{61} = \frac{1,12}{0,055} \cdot 0,38 = 7,73 \text{ кА} \quad (4.17)$$

Для определения однофазного тока короткого замыкания, необходимо составить схему замещения нулевой последовательности и рассчитать суммарное сопротивление нулевой последовательности.

Схема замещения нулевой последовательности представлена на рисунке 4.5.

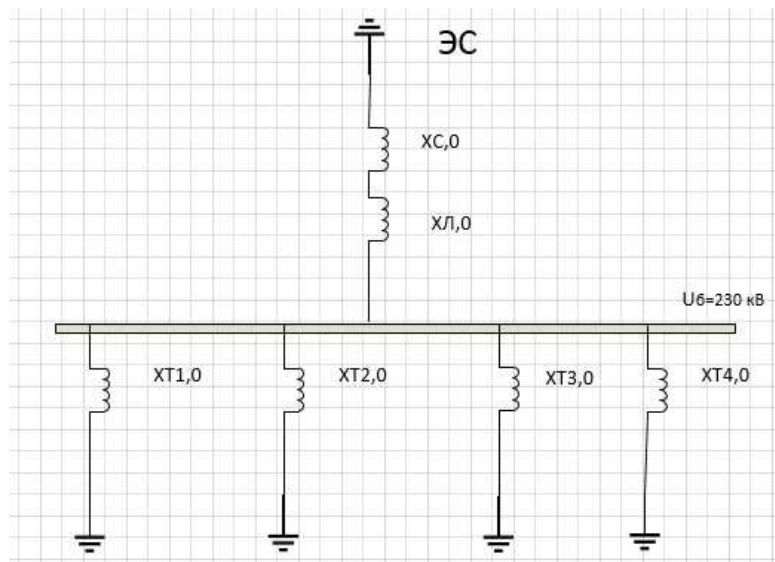


Рисунок 4.5 – Схема замещения нулевой последовательности

$$x_{T1,0} = x_{T2,0} = x_{T3,0} = x_{T4,0} = x_{T1} = 0,066,$$

$$x_{Л,0} = 7 \cdot x_{Л} = 7 \cdot 0,012 = 0,084,$$

$$x_{C,0} = x_C = 1,0,$$

$$x_{1,0} = \frac{x_{T1,0}}{4} = \frac{0,066}{4} = 0,0165,$$

$$x_{2,0} = x_{C,0} + x_{Л,0} = 1,0 + 0,084 = 1,084$$

На рисунке 4.6 на промежуточной схеме найдём результирующее сопротивление.

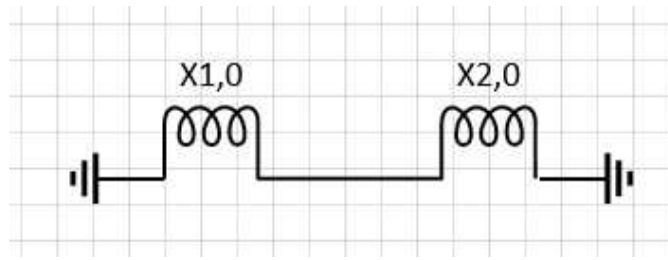


Рисунок 4.6 – Промежуточная схема

$$x_{0\Sigma} = x_{1,0} \parallel x_{2,0} = \frac{0,0165 \cdot 1,084}{0,0165 + 1,084} = 0,0162,$$

Для гидрогенераторов с демпферными обмотками принимаем допущения $x_{1\Sigma} \approx x_{2\Sigma}$

$$I''_{no} = \frac{E_{\Sigma}}{x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma} + x_{0\Sigma}} = \frac{1,12}{0,055 + 0,055 + 0,0162} = 8,87 \text{ кА}, \quad (4.18)$$

$$I_{п0}^{(1)} = 3 \cdot I''_{no} \cdot I_{6I} = 3 \cdot 8,87 \cdot 0,38 = 10,1 \text{ кА} \quad (4.19)$$

Найдём ударный ток в месте КЗ (точке К1)

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0}^{(3)} \cdot (1 + e^{-t/T_a}) \quad (4.20)$$

Находим значения постоянных времени T_a для генераторов ГЭС и системы: $T_{a,G} = 0,065$ с и $T_{a,GS} = 0,03$ с.
 $t = 0,01$ с. – полупериод волны.

Определим постоянную времени затухания учитывая выражение

$$T_{a \text{ эк}} = \frac{X_{\Sigma(R=0)}}{\omega \cdot R_{\Sigma(x=0)}}, \quad (4.21)$$

где $T_{a \text{ эк}}$ – эквивалентная постоянная времени, с;

$X_{\Sigma(R=0)}$ – результирующее эквивалентное сопротивление схемы замещения, в которой все элементы расчетной схемы (генераторы, трансформаторы, линии электропередач) учтены только их индуктивными сопротивлениями;
 $R_{\Sigma(x=0)}$ – результирующее эквивалентное сопротивление схемы замещения, в которой все элементы расчетной схемы учтены только их активными сопротивлениями;

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 314,2 \text{ рад/с} – \text{угловая скорость.}$$

На схеме замещения рисунок 4.7 найдём активные сопротивления элементов.

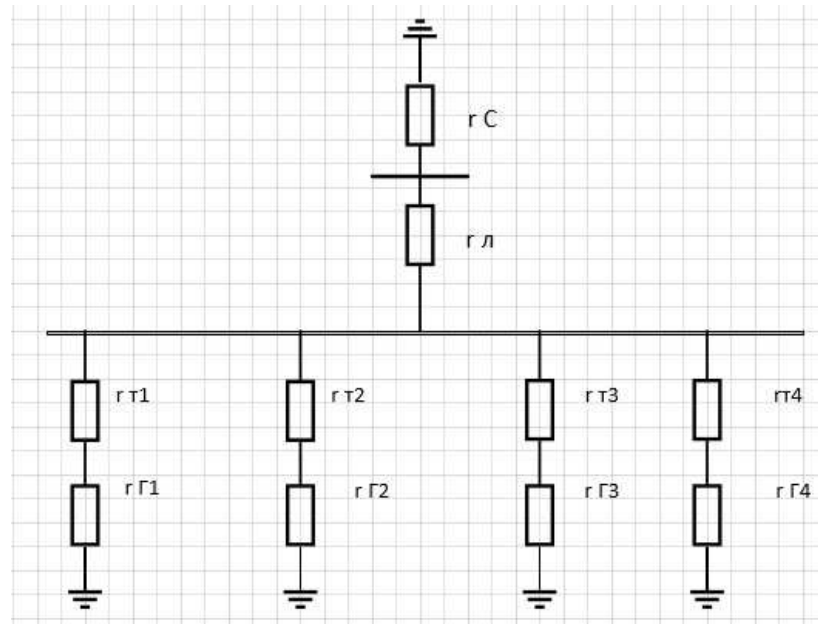


Рисунок 4.7 – Схема замещения с активными элементами

$$r_{Г1} \div r_{Г4} = \frac{x_{Г1}}{\omega \cdot T_{aG}} = \frac{0,168}{314,2 \cdot 0,065} = 0,01, \quad (4.22)$$

$$r_C = \frac{x_C}{\omega \cdot T_{aGS}} = \frac{1,0}{314,2 \cdot 0,03} = 0,1 \quad (4.23)$$

Определим активные сопротивления трансформаторов ТДЦ-250000/220:

$$r_{T1} = r_2 = \frac{\Delta P_k \cdot S_6}{S_{ном}^2} = \frac{0,6 \cdot 150}{250^2} = 0,00144 \quad (4.24)$$

Определим активное сопротивление линии связи с системой:

$$r_L = \frac{r_{уд} \cdot l}{n_W} \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = \frac{0,121 \cdot 70}{7} \cdot \frac{150}{230^2} = 0,0034 \quad (4.25)$$

Сворачиваем активные сопротивления к месту короткого замыкания:

$$r_1 = \frac{r_{Г1} + r_{T1}}{4} = \frac{0,01 + 0,00144}{4} = 0,003,$$

$$r_2 = r_C + r_L = 0,1 + 0,0034 = 0,1034,$$

$$r_{\Sigma 1} = \frac{r_1 \cdot r_2}{r_1 + r_2} = \frac{0,003 \cdot 0,1034}{0,003 + 0,1034} = 0,003$$

Таким образом, постоянная времени равна:

$$T_{a, \text{эк}} = \frac{0,072}{314,2 \cdot 0,003} = 0,07 \text{ с.}$$

Для определения ударного тока необходимо найти ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока:

$$k_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{-0,01/0,07} = 1,87$$

Ударный ток КЗ:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}, \Sigma}^{(3)} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 7,73 \cdot 1,87 = 20,44 \text{ кА}$$

4.6.2 Трёхфазное короткое замыкание в точке К₂ на генераторном напряжении

$$U_{6II} = 15,75 \text{ кВ}$$

$$I_{6II} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{6II}} = \frac{150}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 5,5 \text{ кА} \quad (4.26)$$

Составим схему замещения прямой последовательности на рисунке 4.8

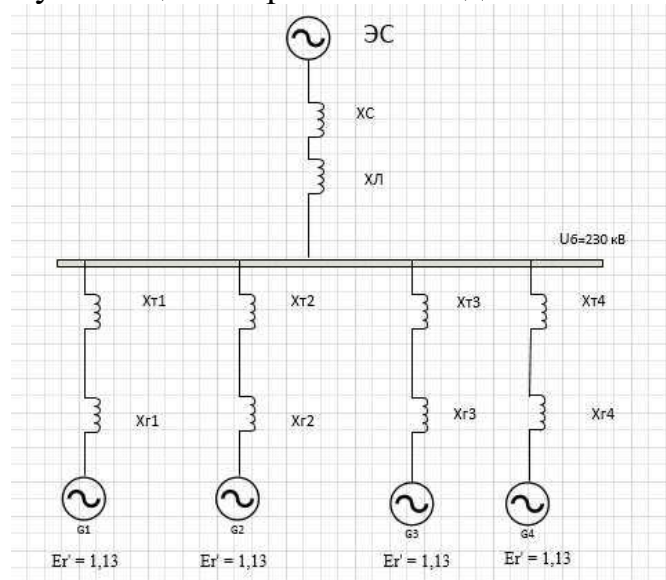


Рисунок 4.8 – Схема замещения прямой последовательности

Свернём схему прямой последовательности к точке К₂⁽³⁾.

$$x_1 = (x_{T2} + x_{T2})/3 = \frac{0,168 + 0,066}{3} = 0,078$$

$$x_2 = x_C + x_L = 1,0 + 0,012 = 1,012$$

$$x_3 = x_1 \parallel x_2 = \frac{0,078 \cdot 1,012}{0,078 + 1,012} = 0,072$$

$$E_1 = \frac{E_C \cdot x_1 + E_{T1} \cdot x_2}{x_1 + x_2} = \frac{1,0 \cdot 0,078 + 1,13 \cdot 1,012}{0,078 + 1,012} = 1,12$$

$$x_4 = x_3 + x_{T1} = 0,072 + 0,066 = 0,138$$

$$x_{1\Sigma} = x_{T1} \parallel x_4 = \frac{0,168 \cdot 0,138}{0,168 + 0,138} = 0,076$$

$$E_\Sigma = \frac{E_{T1} \cdot x_4 + E_1 \cdot x_{T1}}{x_4 + x_{T1}} = \frac{1,13 \cdot 0,138 + 1,12 \cdot 0,168}{0,138 + 0,168} = 1,12$$

Суммарное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{п0,\Sigma}^{(3)} = \frac{E_\Sigma}{x_{\Sigma1}} \cdot I_{6II} = \frac{1,12}{0,076} \cdot 5,5 = 81,0 \text{ кА} \quad (4.27)$$

4.7 Выбор электрических аппаратов

При выборе токоведущих частей необходимо обеспечить выполнение требований к аппаратам и проводникам:

- длительно проводить рабочие токи без чрезмерного повышения температуры;
- противостоять кратковременному электродинамическому и тепловому действию токов КЗ;
- выдерживать механические нагрузки, удовлетворять требованиям экономичности.

Расчет токов рабочего и утяжеленного режимов

Расчётный ток присоединения генераторов Г1-Г4:

$$I_{Г \text{ раб. max}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г \text{ ном.}}} = 1,05 \cdot \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 15,75} = 9,62 \text{ кА}, \quad (4.28)$$

где $U_{Г \text{ ном.}}$ – номинальное напряжение генератора;

$S_{\text{ном.}}$ – полная номинальная мощность генератора.

Расчётный ток присоединения блочного трансформатора Т1-Т4 определяется рабочим током генератора:

$$I_{T \text{ раб. max}} = 1,05 \cdot \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_{T \text{ вн.}}} = 1,05 \cdot \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 242} = 0,62 \text{ кА}, \quad (4.29)$$

где $U_{T \text{ вн}}$ – номинальное напряжение трансформатора;
 S_T – полная номинальная мощность трансформатора.

Присоединения линий связи с системой 220 кВ:

Нормальный режим:

$$I_{W \text{ max раб}} = \frac{S_{\text{max раб}}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{S_{G1-G4}}{\sqrt{3} \cdot n_W \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 7 \cdot 220} = 375 \text{ А} \quad (4.30)$$

Утяжеленный режим:

$$I_{W \text{ утяж. раб}} = \frac{S_{G1-G4}}{\sqrt{3} \cdot (n_W - 1) \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{4 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot (7 - 1) \cdot 220} = 437 \text{ А} \quad (4.31)$$

4.7.1 Выбор коммутационных аппаратов генератора

На генераторном напряжении выбираем высоковольтный выключатель генераторный элегазовый ВГГ-20-90/10000 на номинальное напряжение 20 кВ, разработан ОАО «Научно-исследовательский институт высоковольтного аппаратостроения» (НИИВА) и ОАО ВО «Электроаппарат». Генераторный выключатель ВГГ-20-90/10000 предназначен для осуществления коммутационных операций в цепях генераторов. Он обладает высокой коммутационной способностью среди элегазовых выключателей с токами отключения до 230 кА. 3-полюсный выключатель с приводом и контролирующими элементами установлен в комплектное устройство КАГ-20. Дополнительные компоненты, такие как заземляющие ножи, измерительные трансформаторы тока и напряжения, защитные конденсаторы и ОПН, устанавливаются в пофазный корпус.

Определим импульс квадратичного тока КЗ по приближённом выражению

$$B_{k, \text{норм}} > B_{k, \text{расч}}, \quad (4.32)$$

$$B_{k, \text{норм}} \approx I_{\text{по}}^2 \cdot t_t = 230,0^2 \cdot 3 = 158700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (4.33)$$

$$B_{k,расч} \approx I_{по}^{(3)2} (t_{откл} + T_a) = 81^2 \cdot (0,13 + 0,07) = 1312 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (4.34)$$

где $t_{откл}$ – время отключения, согласно ПУЭ.

$$t_{откл} = t_{р.з.} + t_{откл.в} = 0,1 + 0,03 = 0,13 \text{ с} \quad (4.35)$$

Технические характеристики ВГГ-15-50/6300 представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Технические характеристики ВГГ-20-90/10000

Наименование параметра	Ед.измер.	Знач.
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	22,0
Номинальная промышленная частота	Гц	50
Ток электродинамической стойкости	кА	230
Ток термической стойкости	кА, 3с	90
Номинальный ток включения	кА	230
Номинальный ток отключения	кА	230
Собственное время включения	с	0,1
Собственное время отключения	с	(0,030±0,005)
Механический ресурс	В-О	10000

4.7.2 Выбор коммутационных аппаратов КРУЭ- 220 кВ

На высшем напряжении 220 кВ. выберем КРУЭ ЯГГ-220 производства ОАО ВО «Электроаппарат». Технические характеристики КРУЭ представлены в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Характеристики ячейки КРУЭ ЯГГ-220

Наименование параметра	Ед.изм.	Значение
Номинальное напряжение	кВ	220
Наибольшее рабочее напряжение	кВ	252
Номинальная промышленная частота	Гц	50
Испытательное напряжение грозового импульса относительно земли	кВ	900
Испытательное напряжение промышленной частоты относительно земли, 1 мин.	кВ	440
Номинальный ток сборных шин	А	4000
Номинальный ток присоединения	А	3150
Номинальный ток отключения	кА	50
Ток динамической стойкости	кА	50

Выполним проверку ячейки КРУЭ ЯГГ-220, результаты проверки представлены в таблице 4.7.

Определим импульс квадратичного тока КЗ по приближённому выражению

$$B_{k,норм} > B_{k,расч}, \quad (4.36)$$

$$B_{k, \text{норм}} \approx I_{\text{по}}^2 \cdot t_t = 50,0^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{k, \text{расч}} \approx I_{\text{по}}^{(1)2} \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 10,1^2 \cdot (0,065 + 0,07) = 13,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{\text{откл}}$ – время отключения, согласно ПУЭ.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл.В}} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с}.$$

Таблица 4.7 – Проверка ячейки КРУЭ ЯГГ-220

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
		ЯГГ-220-50/4000
$U_{\text{сети}} < U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб.утяж}} < I_{\text{ном}}$	$I_{\text{рабутяж}} = 620 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 4000 \text{ А}$
$I_{\text{по}} < I_{\text{пр.скв}}$	$I_{\text{по}} = 10,1 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 50 \text{ кА}$
$B_k < I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}}$	$B_k = 13,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{терм}}^2 t_{\text{терм}} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Разъединитель и заземлитель. Конструкция элегазового разъединителя КРУЭ представляет собой подвижный контакт, соединённый при помощи изоляционной тяги с валом привода, при этом неподвижный контакт разъединителя закреплён на изоляционной распорке с противоположной стороны. Все элементы разъединителя помещены в заполненный газом алюминиевый корпус.

Согласно требованиям безопасности корпуса разъединителей и заземлителей снабжены смотровыми окнами, позволяющими визуально проконтролировать проведённую коммутационную операцию. Также на приводах установлены указатели положения контактов «Включено/Отключено» доступные к обозревателю с любой точки помещения.

Трансформатор тока и трансформатор напряжения входят в состав ячейки, параметры которого согласованы с параметрами выключателя заводом изготовителем. Дополнительной проверки не требуется.

Микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-М3 предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации фирмы ООО «АСУ-ВЭИ» г. Москва.

Измерительные приборы

На проектируемой Пудожской ГЭС в рамках программы импортозамещения и поддержания отечественного производителя будут использоваться измерительные приборы ЗАВОД КОНВЕРТОР и «ВНИИР ГидроЭлектроАвтоматика» г. Москва.

- Блок сервера

Представляет собой микропроцессорное электронное устройство, осуществляющее сбор и анализ информации всех сетевых модулей и зарядно-подзарядных устройств, входящих в конфигурацию системы МСА. Блок сервера обеспечивает отображение на дисплее и передачу в АСУ ТП по

интерфейсу RS-485 и протоколу Modbus RTU основные показатели работы сетевых модулей, температуру в помещении аккумуляторной батареи и многое другое.

- *Блок управления и индикации БУИ* предназначен для индикации информации и управления работой системы МСА. Блок управления и индикации включает в себя многофункциональный четырёх строчный жидкокристаллический дисплей и четырёхкнопочную панель управления. Кнопками панели управления осуществляется ввод и изменение уставок для выявления аварийного события.

- *Устройство контроля изоляции и напряжения ИЗОИ* предназначено для использования в щитах постоянного тока электростанций и подстанций, как самостоятельно, так и в составе микропроцессорной системы автоматики.

Ограничители перенапряжения

Выбираем ОПН-П-220/146/10/2УХЛ1 ТУ 3414-002-56227313-2003 производства «Завод энергозащитных устройств» г. Санкт Петербург. Структура такого обозначения: ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный, П - полимерная изоляция, 220 - для сетей класса напряжения 220 кВ, 146 - наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, $U_{нр}$, кВ, действующее значение, 10 - номинальный разрядный ток, кА, 2 - класс пропускной способности, УХЛ - климатическое исполнение.

5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов и ЛЭП.

5.1 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ согласно мощности генератора, принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ-1070/145-52 – 100 МВ·А:

- Продольная дифференциальная защита генератора от многофазных коротких замыканий в обмотках статора генератора и на его выводах;
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Защита от повышения напряжения;
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от симметричных перегрузок статора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора;
- Защита от перегрузки обмотки ротора, контроль длительности форсировки;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора;

Защиты силового трансформатора ТДЦ-125000/220-У1:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий;
- Устройство выбора поврежденной фазы трансформатора, охватывающее обмотку ВН (Дифференциальная защита нулевой последовательности);
- Токовая защита нулевой последовательности от коротких замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Контроль изоляции высоковольтных вводов (КИВ-220)
- Резервная максимальная токовая защита;
- Защита от замыканий на землю на стороне 13,8 кВ трансформатора блока;

- Контроль тока и напряжения для пуска пожаротушения трансформатора блока;
- Реле тока охлаждения трансформатора блока;

На трансформаторе СН ГЭС:

- Дифференциальная защита от всех видов коротких замыканий
- Максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению
- Защита от перегрузки
- Реле тока охлаждения

На линиях электропередачи 220 кВ:

- Основные защиты:
- Дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

Резервные защиты:

- 5-ти ступенчатая дистанционная защита от многофазных замыканий;
- токовая отсечка для резервирования дистанционной защиты при близких междуфазных КЗ;
- 4-х ступенчатая токовая направленная защита от замыканий на землю (ТНЗНП);
- для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220 кВ предусматривается УРОВ 220 кВ.

5.2 Описание защит и расчет их уставок

5.2.1 Продольная дифференциальная защита генератора (IDG)

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{\text{ср}} < 0,2 \cdot I_{\text{ном}}$) защитой от междуфазных коротких замыканий в обмотке генератора и на его выводах.

Защита выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах.

Номинальный ток генератора: $I_{\text{н}} = 4188 \text{ А}$.

Коэффициент трансформации трансформаторов тока: $\eta_{\text{ТТ}} = 5000/5 \text{ А}$.

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{\text{ср.0}}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{н}} \quad (5.1)$$

где $K_{\text{ОДН}} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока.

$$I_{\text{НБ(Н)}} = 0,05 \cdot 4188 = 209 \text{ А} \quad (5.2)$$

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср.0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(Н)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.3)$$

где $K_{\text{Н}} = 2$ - коэффициент надежности.

$$\text{Принимаем уставку: } I_{\text{ср.0}} = 0,15 \cdot I_{\text{Н}} = 0,15 \cdot 4188 = 628 \text{ А}$$

2) Коэффициент торможения K_{T} определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина K_{T} выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном коротком замыкании равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot f_i \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot I_{\text{МАКС}} \quad (5.4)$$

где $K_{\text{АП}} = 2$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей;

$f_i = 0,1$ - относительная погрешность трансформаторов тока;

$K_{\text{ОДН}} = 0,5$ - коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$I_{\text{МАКС}}$ - максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения;

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E''}{x_d''} \cdot I_{\text{Н}} \quad (5.5)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса равен по (5.4):

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{1,13}{0,22} \cdot 4188 = 2151 \text{ А}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{МАКС}}} \quad (5.6)$$

$$K_{\text{T}} > \frac{2151 \cdot 2}{21511}$$

$$K_T > 0,2$$

где $K_H = 2$ – коэффициент надежности;

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

3) Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения):

$$I_{HT} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \quad (5.7)$$

4) Тормозной ток B , определяет точку излома характеристики срабатывания.

При выборе B должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,15}{0,3} = 0,5 \quad (5.8)$$

Принимаем типовое значение уставки $B = 1,5$ (при этом условие выполняется).

На рисунке 5.1 приведена характеристика тока срабатывания дифотсечки.

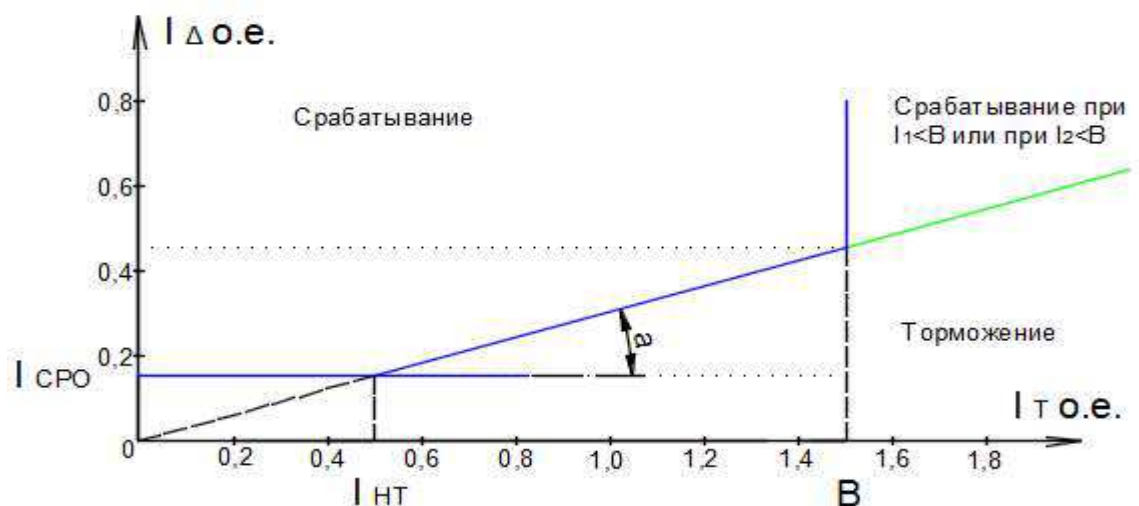


Рисунок 5.1 – Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Защита действует на отключение генератора, гашение полей, останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск пожаротушения генератора.

5.2.2 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора (U_n (U_0))

Защита обеспечивает 100% охват обмотки статора генератора, работающего в режиме изолированного блока и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд.

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1) Первый орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов; U_0 включается на напряжение нулевой последовательности $3U_0$ ТН линейных выводов генератора, измеряемое обмоткой «разомкнутый треугольник».

Напряжение срабатывания органа основной гармоники выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора блока ($U_{0\text{эл.ст.}}$) при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчет $U_{0\text{эл.ст.}}$ выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями.

Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора представлена на рисунке 5.2.

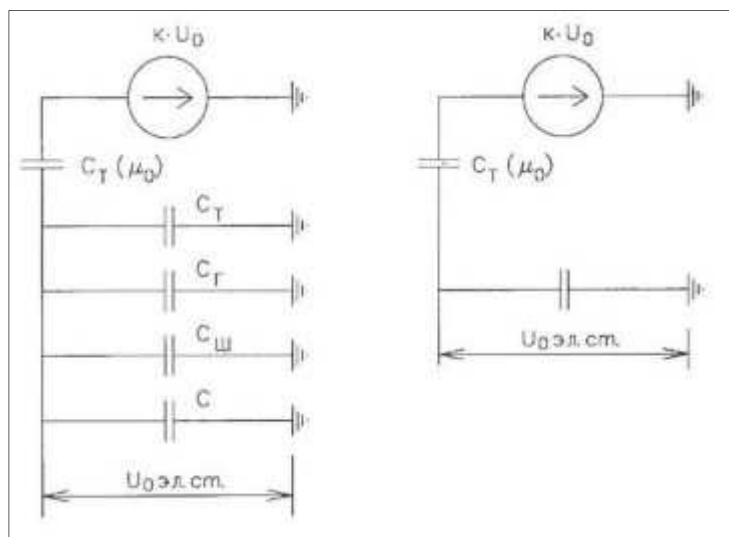


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора

C_T – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,9 мкФ/фазу;

C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,0073 мкФ/фазу

$C_{\text{Ш}}$ – ёмкость шинпровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

$C_{\text{ВГ}}$ – ёмкость генераторного выключателя 13,8 кВ. Принимаем равной 0,35 мкФ/фазу.

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

Ёмкости генератора и генераторного выключателя:

$$C_{\Sigma} = C_T + C_G + C_{\text{Ш}} + C_{\text{ВГ}} \quad (5.9)$$

$$C_{\Sigma} = 0,0073 + 0,9 + 0,008 + 0,35 = 1,265 \frac{\text{мкФ}}{\text{фазу}}$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220 кВ:

$$U_{0 \text{ эл.ст}} = K \cdot U_0 \cdot \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_{\Sigma}} \quad (5.10)$$

где K – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 по обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземленной нейтралью, $K = 0,5$;

$C_T(\mu_0)$ – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора, принимается равной 0,012 мкФ/фазу;

U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора. Принимается равным:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot U_{\text{НОМ ВН}} / \sqrt{3} = \frac{1}{3} \cdot \frac{242}{\sqrt{3}} = 46,57 \text{ кВ} \quad (5.11)$$

Суммарный ёмкостной ток сети генераторного напряжения:

$$I_C = 1,73 \cdot U_L \cdot \omega \cdot C_{\Sigma} = 1,73 \cdot 13,8 \cdot 314,2 \cdot 1,265 = 9,48 \text{ А} \quad (5.12)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканиях на стороне 220 кВ:

$$U_{0 \text{ эл.ст.}} = 0,5 \cdot 46570 \cdot \frac{0,012}{0,012 + 1,265} = 164,5 \text{ В} \quad (5.13)$$

Напряжение срабатывания защиты определится из выражения:

$$U_{CP} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot \frac{3}{n_{TH}} \cdot U_0 \text{ ЭЛ.СТ} \quad (5.14)$$

где $K_H = 1,5$ – коэффициент надежности;
 n_{TH} – коэффициент трансформации ТН;
 $K_B = 0,95$ – коэффициент возврата.

$$U_{CP} \geq \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 164,5}{13,8},$$

$$\sqrt{3} \cdot 0,1/3$$

$$n_{TH} = 100/3$$

$$U_{CP} \geq 2,1,$$

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулируемую в диапазоне от 5 до 20 В.

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой 6 В действует с выдержкой времени 9,0 с действует на сигнал; U_{02} с уставкой 10 В и выдержкой времени 0,5с действует на разгрузку агрегата; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

2) Второй орган U_{03} реагирует на соотношение напряжения третьей гармоники и в нейтрали на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

Для органа U_{03} уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора зависит от K_T :

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,3 + 2} = 0,3 \text{ о. е.} \quad (5.15)$$

При $K_T = 1,3$ орган U_{03} работает селективно и защищает 32,3 % обмотки статора со стороны нейтрали.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов.

5.2.3 Защита от повышения напряжения ($U1>$), ($U2>$)

1) Уставка защиты $U2>$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В} \quad (5.16)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U1>$ с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U1>$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

$$U_{CP1} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В} \quad (5.17)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 220 кВ принимается минимальной и равной $0,09 \cdot I_H$.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

5.2.4 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междофазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности I_{*2} :

$$I_{*2} = \frac{I_2}{I_H} \quad (5.18)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора,
 I_H – номинальный ток генератора в первичной цепи.

Допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 характеризуется выражением:

$$t_{доп} = \frac{A}{I_{*2}^2} \quad (5.19)$$

где $A = 20$ – параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган ($I_{2\text{сигн}}$) срабатывающий при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени (действует на сигнал).

Принимаем уставку сигнального органа: $I_{*2\text{сигн}} = 0,07$; $I_{2\text{сигн}} = 0,07 \cdot I_H$.

2) Пусковой орган ($I_{2\text{пуск}}$) срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_2 выше уставки срабатывания и осуществляет пуск

интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{МАКС}} = 600$ с.

При этом:

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{600}} = 0,18 \quad (5.20)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{ПУСК}} = \frac{I_{*2}}{K_H} = \frac{0,18}{1,2} = 0,15 \quad (5.21)$$

где $K_H = 1,2$ – коэффициент надежности.

$$I_{2\text{ПУСК}} = 0,15 \cdot I_H \quad (5.22)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,15$:

$$t_{\text{ДОП}} = \frac{20}{0,15^2} \approx 880 \text{ с}$$

3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождающихся токами перегрузки I_2 с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой уравнением:

$$t_{\text{СР}} = \frac{20}{(I_{*2})^2} \quad (5.23)$$

$$A_{\text{ИО}} = 20 = I_{*2}^2 \cdot t_{\text{СР}} \quad (5.24)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе представлена в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности I_2/I_H	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность (с)	20	55	80	125	220	500

Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2) представлена на рисунке 5.3.

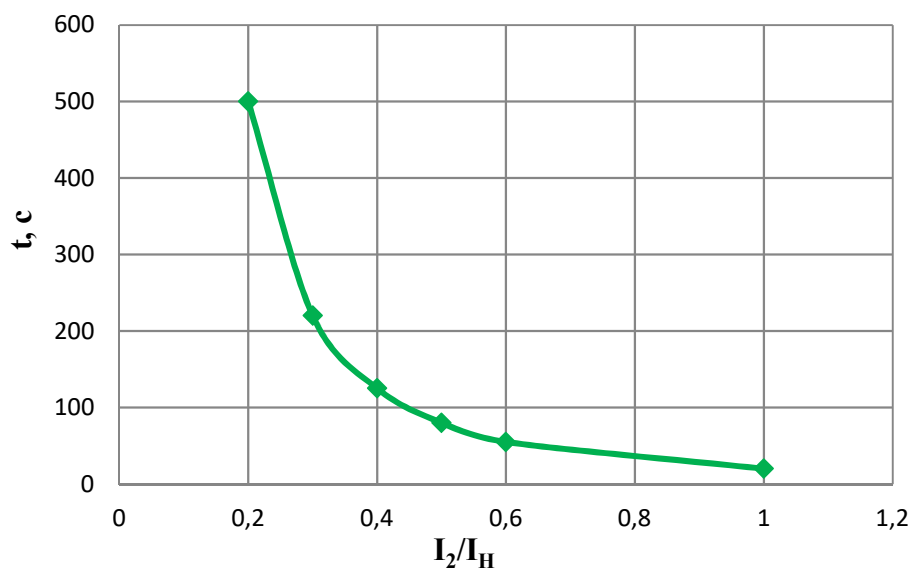


Рисунок 5.3 – Характеристика интегрального органа защиты обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий (I_2)

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин.}} = 20 \text{ с}$, $t_{\text{макс.}} = 600 \text{ с}$.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом промежуток времени, за который перегрев генератора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» ($t_{\text{охл}}$) и регулируется в диапазоне от 10 до 999 с. Этот параметр выставляется согласно указаниям завода-изготовителя ($t_{\text{охл}} = 100 \text{ с}$).

4) Орган токовой отсечки ($I_{2\text{ОТС}}$) срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_2 выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных коротких замыканий.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном коротком замыкании на шинах ВН блока и на отходящих ВЛ.
3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

По первому условию: выбор тока срабатывания производится по кривой предельной длительности протекания через генератор токов обратной последовательности

По второму условию:

а) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных коротких замыканиях на шинах ВН блока:

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{I_2^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (x_d'' + x_{\Gamma} + 2 \cdot x_{\text{T}})} \quad (5.22)$$
$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{I_2^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3 \cdot (1,1 + 0,27 + 0,11)} = 1,29 \text{ о. е.}$$

где x_d'' - сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;
 x_{Γ} - сопротивление обратной последовательности генератора;
 x_{T} - сопротивление трансформатора в относительных единицах.

б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220 кВ при отключении выключателей на противоположном конце ВЛ и работе всех генераторов:

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}}} = \frac{I_{\text{МИН}}^2}{K_{\text{ч}} \cdot \sqrt{3}} \quad (5.25)$$

При двухфазном КЗ в конце линии:

$$I_{2\text{с.з.}} \leq \frac{2 \cdot I_{\text{МИН}}^{\text{ВН}} \cdot \frac{K_{\text{T}}}{\sqrt{3}}}{K_{\text{ч}}}$$
$$I_{2\text{с.з.}} \leq I_{2\text{с.з.}}^* \cdot 2 \cdot \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = 1,29 \cdot 2 \cdot \frac{242}{13,8} = 0,18 \text{ о. е.} \quad (5.26)$$

По третьему условию: ток срабатывания выбирается исходя из согласования по чувствительности с резервными защитами линии. В связи с отсутствием необходимых данных принимаем уставку срабатывания по второму условию.

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.2.5 Защита от симметричных перегрузок (I_1)

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток статора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени и содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию.

Уставка сигнального органа:

$$I_{\text{сигн}} = \frac{K_H \cdot I_H}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_H}{0,98} = 1,07 \cdot I_H \quad (5.27)$$

где $K_H = 1,05$ – коэффициент надежности;
 $K_B = 0,98$ – коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9$ с.

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа.

3) Уставка пускового органа:

$$I_{\text{пуск}} = \frac{1,08 \cdot I_H}{0,98} = 1,1 \cdot I_H \quad (5.28)$$

4) Интегральный орган срабатывает с зависимой выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора, приведенной в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Уставка интегрального органа, определяемая по интегральной перегрузочной характеристике обмотки статора

Кратность перегрузки I/I_H	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0	2,2
Длительность перегрузки (с)	3600	900	360	300	240	120	60	1	
Меньше или равно 100МВт	3800	1200	450	340	280	160	80	3	1

Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1) представлена на рисунке 5.4.

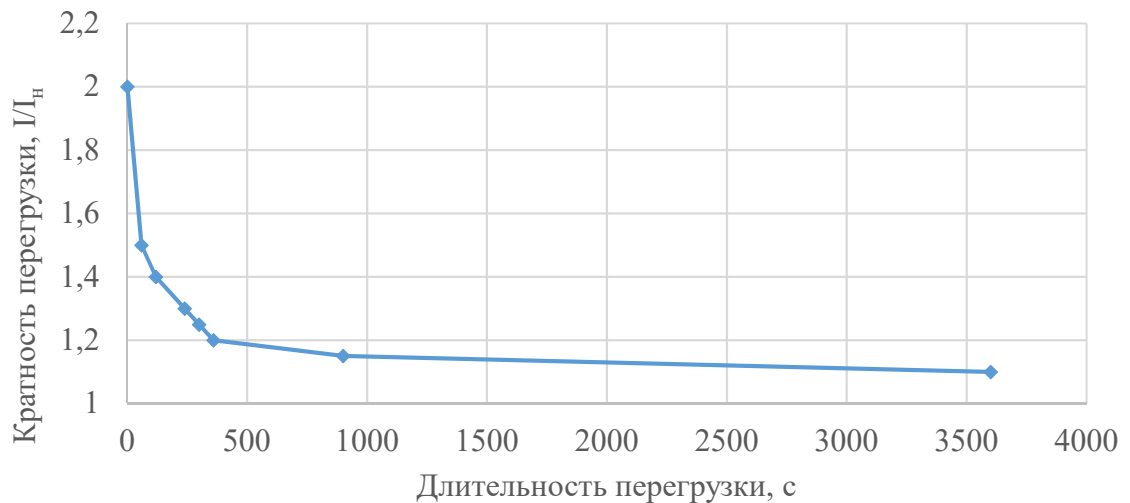


Рисунок 5.4 – Характеристика интегрального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1)

Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,01 с.

5) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка органа отсечки:

$$I_{1отс} = \frac{1,2 \cdot I_{ном}}{0,98} = 1,224 \cdot I_{ном} \quad (5.29)$$

Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{ср} = \frac{0,68 \cdot U_{ном}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 13800 / 100} = 66 \text{ В} \quad (5.30)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.2.6 Дистанционная защита генератора ($Z_1 <$), ($Z_2 <$)

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока в нейтрали генератора и трансформаторам напряжения на выводах генератора.

Характеристика срабатывания задается в виде круга, расположенного в I и II квадранте со смещением в III и IV квадрант комплексной плоскости сопротивлений.

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1с. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

Согласование производится для условий работы на шинах 220 кВ ГЭС одного блока. Z_1 , приведенное к напряжению 220 кВ, может быть принято:

а) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ:

$$Z_1 \leq 0,8 \cdot Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 74,06 + \frac{0,8}{3} \cdot 41,33 = 70,27 \text{ Ом} \quad (5.31)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;
 Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ;

$$Z_T = \frac{0,14 \cdot 230^2}{100} = 74,06 \text{ Ом}$$

В относительных единицах, приведенных к номинальным параметрам генератора:

$$Z_{1 \text{ о.е.}} \leq 0,8 \cdot 0,14 \cdot \frac{100}{125} + \frac{0,8}{3} \cdot \frac{100}{230^2} \cdot 41,33 = 0,11 \quad (5.32)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{1 \text{ о.е.}} \cdot Z_6 = 0,11 \cdot 3,36 = 0,37 \text{ Ом}$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_{НГ}} = \frac{13,8^2}{73,75} = 3,36$

Уставка будет равна:

$$Z_{1сз} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,37 \cdot \frac{\frac{8000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 4,31 \text{ Ом} \quad (5.33)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 4,4 \text{ Ом}$.

1) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления. Уставка функции ΔZ , в связи с отсутствием исходных данных, принимается исходя из данных, рассчитанных ранее, $\Delta Z = 30 \frac{\text{Ом}}{\text{сек}}$.

2) Сопротивление срабатывания второй ступени выбирается из условия отстройки от режима нагрузки и режима форсировки возбуждения.

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13800}{\sqrt{3} \cdot 4188} = 2,07 \text{ Ом} \quad (5.34)$$

где $I_{\text{НАГР}}$ – номинальный ток статора, А.

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном токе возбуждения ($2 \cdot I_{\text{В.Н.}}$) и напряжения на зажимах статора $0,95 \cdot U_{\text{Н}}$ (без учета насыщения):

$$I_{\Phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}}}{I_{\text{В.Х.Х}}} - 0,95}{x_d} = \frac{\frac{2 \cdot 980}{56} - 0,95}{1,1} = 2,77 \text{ о. е.} \quad (5.35)$$

где $I_{\text{В.Х.Х.}}$ – ток ротора холостого хода, А;
 x_d – синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

С учетом насыщения машины величина тока статора генератора в режиме форсировки составит $2,5 \cdot I_{\text{НОМ}}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\Phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о. е.} \quad (5.36)$$

$$\cos \varphi_{\text{НАГР.Ф}} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\Phi}} = \frac{0,8}{0,95 \cdot 2,5} = 0,34 \quad (5.37)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки равен $\varphi_{\text{НАГР.Ф}} = 69^{\circ}$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{СЗН}} = \frac{Z_{\text{НАГР.Ф}}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,1} = 0,35 \text{ о. е.} \quad (5.38)$$

$$Z_{\text{СЗН}} = Z_{\text{II о.е.}} \cdot Z_{\text{Б}} = 0,35 \cdot \frac{13,8^2}{40} = 0,87 \text{ Ом} \quad (5.39)$$

Значение уставки составит:

$$Z_{\text{СЗН}} = \frac{Z_{\text{СЗН}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,87 \cdot 8000 / 5}{13800 / 100} = 10,09 \text{ Ом} \quad (5.40)$$

Принимаем уставку $Z_{\text{II}} = 10,1 \text{ Ом}$.

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 20%. Уставки по сопротивлению смещения: $Z_{смI}=0,53 \text{ Ом}$, $Z_{смII}=1,21 \text{ Ом}$.

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5с – на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей ТСН, с выдержкой времени 9,0с на отключение генератора и гашение полей ГГ и ВГ.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты представлена на рисунке 5.5.

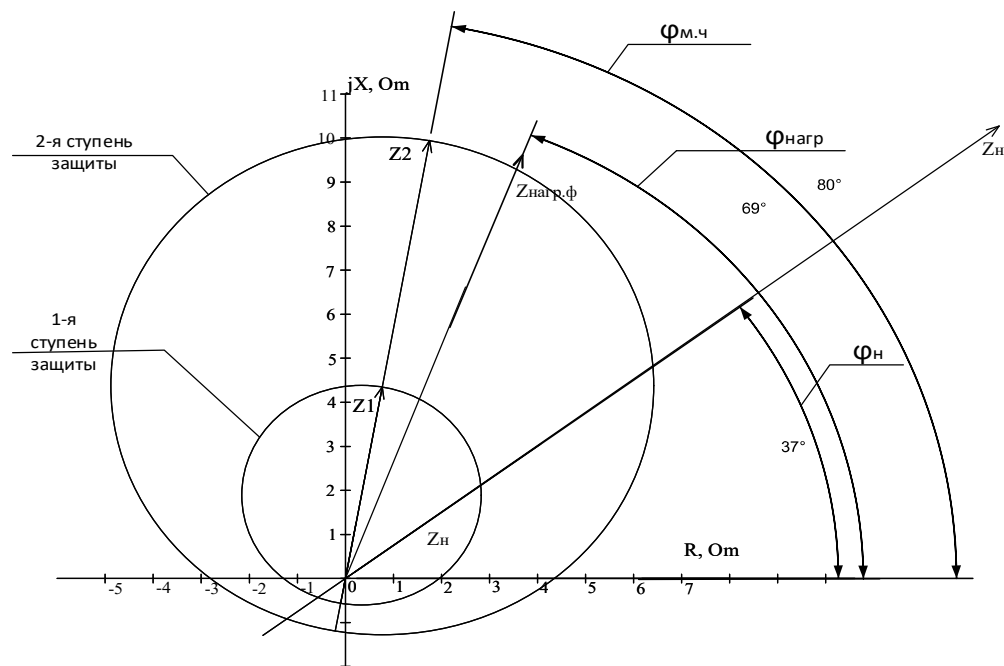


Рисунок 5.5 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Таблица уставок и матрица отключений защит представлены в приложении И.

6 Компонировка гидроузла, выбор типа и расчёт основных сооружений

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их высоты ($H=40$ м) и типа грунтов оснований (скальное основание – брекчия) [19], присвоен: III.

Класс основных гидротехнических сооружений в зависимости от их социально-экономической ответственности и условий эксплуатации [19]. По установленной мощности ($N=319$ МВт), присвоен: II.

Класс гидротехнических сооружений в зависимости от последствий возможных гидродинамических аварий (число людей, условия жизнедеятельности которых могут быть нарушены при аварии гидротехнических сооружений, 8800 человек, что в пределах от 2000 до 20000), присвоен: II.

Таким образом в состав основных гидротехнических сооружений включено:

- бетонная водосливная плотина;
- бетонная стационарная плотина;
- приплотинное здание ГЭС;
- отдельный устой между водосливной и стационарной плотинами.

6.1 Проектирование сооружений напорного фронта

6.1.1 Определение отметки гребня плотины

Принимаю за отметку гребня бетонной плотины с вертикальной напорной гранью $V_{ГБП}$ наибольшую из двух, вычисленных по формулам:

$$V_{ГБП} = V_{НПУ} + h_{1\%} + a \quad (6.1)$$

$$V_{ГБП} = V_{ФПУ} + h_{1\%} + a, \quad (6.2)$$

где a - величина запаса, зависит от класса сооружения, и составляет не менее: для II класса – 0,6 м.

6.1.1.1 Основной случай

Для скорости ветра $V_w = 15$ м/с принимаю $K_w = 1,65 \cdot 10^{-6}$.

Длина разгона: $L = 11\,000$ м.

Определим высоту волны 1% обеспеченности:

1. Вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 11000}{15^2} = 480, \quad (6.3)$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{15} = 14126, \quad (6.4)$$

где $t = 6$ ч - период развития волн на водохранилище.

2. По графику ([21] рис.1) по верхней огибающей кривой и значениям $\frac{gL}{v^2}$ и $\frac{gt}{v}$ определяются параметры $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$.

При $\frac{gL}{v^2} = 480$ определим $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,035$ и $\frac{g\bar{T}}{v} = 2,4$

При $\frac{gt}{v} = 14126$ определим $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,095$ и $\frac{g\bar{T}}{v} = 4,022$

Используя меньшие полученные значения $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$ вычислим средний период волны \bar{T} и среднюю высоту волны \bar{h} :

$$\bar{h} = \frac{0,035 \cdot v^2}{g} = \frac{0,035 \cdot 15^2}{9,81} = 0,80 \text{ м}, \quad (6.5)$$

$$\bar{T} = \frac{2,4 \cdot v}{g} = \frac{2,4 \cdot 15}{9,81} = 3,67 \text{ с} \quad (6.6)$$

3. Вычислим среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 3,67^2}{2 \cdot 3,14} = 21,04 \text{ м} \quad (6.7)$$

4. Условие $d = 20 \text{ м} > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d = 10,52 \text{ м}$ выполнено, расчёт выполняем для глубоководной зоны.

5. Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h}k_i = 0,80 \cdot 2,11 = 1,69 \text{ м}, \quad (6.8)$$

где $k_i = 2,11$ – коэффициент принимаемый по графику([21] рис. 2).

$$\nabla \text{ГБП} = 96 + 1,69 + 0,6 = 98,29 \text{ м},$$

$$\nabla \text{ГБП} - \nabla \text{ДНА} = 98,29 - 56 = 42,29 \text{ м}.$$

6.1.1.2 Поверочный случай

Для скорости ветра $V_w = 9 \text{ м/с}$ принимаю $K_w = 1,08 \cdot 10^{-6}$.

Длина разгона: $L = 11000 \text{ м}$.

1. Определим высоту волны 1% обеспеченности: вычислим безразмерные комплексы:

$$\frac{gL}{v^2} = \frac{9,81 \cdot 11000}{9^2} = 1332,$$

$$\frac{gt}{v} = \frac{9,81 \cdot 6 \cdot 3600}{9} = 23544,$$

где $t = 6$ ч - период развития волн на водохранилище.

2. По графику ([21] рис.1) по верхней огибающей кривой и значениям $\frac{gL}{v^2}$ и $\frac{gt}{v}$ определяются параметры $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$.

При $\frac{gL}{v^2} = 1332$ определим $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,054$ и $\frac{g\bar{T}}{v} = 3,2$

При $\frac{gt}{v} = 23544$ определим $\frac{g\bar{h}}{v^2} = 0,102$ и $\frac{g\bar{T}}{v} = 4,6$

Используя меньшие полученные значения $\frac{g\bar{h}}{v^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{v}$ вычислим средний период волны \bar{T} и среднюю высоту волны \bar{h} :

$$\bar{h} = \frac{0,054 \cdot v^2}{g} = \frac{0,054 \cdot 9^2}{9,81} = 0,45 \text{ м}, \quad (6.9)$$

$$\bar{T} = \frac{3,2 \cdot v}{g} = \frac{3,2 \cdot 9}{9,81} = 2,94 \text{ с} \quad (6.10)$$

3. Вычислим среднюю длину волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g\bar{T}^2}{2\pi} = \frac{9,81 \cdot 2,94^2}{2 \cdot 3,14} = 13,46 \text{ м} \quad (6.11)$$

4. Условие $d = 20,5 \text{ м} > 0,5 \cdot \bar{\lambda}_d = 6,73 \text{ м}$ выполнено, расчёт выполняем для глубоководной зоны.

5. Определим высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h}k_i = 0,45 \cdot 2,18 = 0,97 \text{ м}, \quad (6.12)$$

где $k_i = 2,18$ – коэффициент принимаемый по графику ([21] рис. 2)

$$\nabla_{\text{ГБП}} = 97 + 0,97 + 0,6 = 98,57 \text{ м},$$

$$\nabla_{\text{ГБП}} - \nabla_{\text{ДНА}} = 98,57 - 56 = 42,57 \text{ м}$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины:

$$\nabla_{\text{ГБ}} = \nabla_{\text{ГВ}} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 90 + 1,6 \cdot 6 = 99,6 \text{ м},$$

где $H_{\text{ст}} = 6$ м, определено в разделе 6.2.1.2.

В конечном итоге принимаю отметку высоты всего напорного фронта равной 99,6 метра.

6.2 Гидравлические расчёты

В результате гидравлического расчёта определяю:

- ширину водосливного фронта, число и размеры водосливных отверстий;
- отметку гребня водослива;
- пропуск поверочного расхода;
- форму водосливной поверхности;
- сопряжение потока в нижнем бьефе;
- размеры гасителей;
- способ гашения энергии воды и параметры энергосберегающих устройств.

Выбор типа, числа и размеров отверстий водосливной плотины необходимо производить исходя из требований пропуска расчётного расхода воды основного расчетного случая. Пропуск расчётного расхода при основном расчётном случае производится при НПУ и при полном открытии всех затворов сооружения. Определённые размеры отверстий и их число подлежат проверке на поверочный расчётный случай. Пропуск расчётного расхода воды для проверки расчётного случая надлежит выполнять при ФПУ и УНБ_{max} всеми пропускными сооружениями.

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта. Основной расчетный случай

Гидравлическими расчетами устанавливаются: длина водосливного фронта и размеры водосливных отверстий, отметка гребня водослива, форма водосливной грани, сопряжение струи в нижнем бьефе.

Гидравлический расчет выполняется для основного расчетного случая (при НПУ и УНБ_{осн}) и поверочного расчетного случая (при ФПУ и УНБ_{пов}).

6.2.1.1 Определение ширины водосливного фронта

Определим расчетный расход через водосливную плотину при НПУ с учетом работы всех сооружений гидроузла по следующему выражению:

Определим расчетный расход через водосливную плотину по следующему выражению:

$$Q_{p.осн.} = Q_{max.осн.} - Q_{ГЭС} - \frac{V_{пол}}{t_{cp}} - Q_{пр} \quad (6.13)$$

где Q_{max} – максимальный основной расход 1% обеспеченности,
 $V_{пол}$ – полезный объем водохранилища; $t_{ср}$ – время сработки (2 месяца, берем из водно-энергетических расчетов);
 $Q_{ГЭС}$ – расход через все эксплуатационные водопропускные сооружения гидроузла при полном их открытии и через агрегаты ГЭС.

$$Q_{p.осн.} = 5763 - (4 - 1) \cdot 277 - \frac{4,15 \cdot 10^9}{5 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} - 68 = 4544 \text{ м}^3/\text{с}$$

Количество агрегатов, участвующих в пропуске расчетных расходов (n-1) при числе агрегатов до 6 включительно [4].

Удельный расход на водосливе будет равен:

$$q_v = 1,25 \cdot q_p \quad (6.14)$$

где q_p – удельный расход на рисберме, который равен:

$$q_p = [v_h] \cdot h_{НБ} \quad (6.15)$$

где $h_{НБ}$ – глубина в НБ при максимальном основном расходе, определяется по графику $Q=f(H)$, $УНБ = 60,1$ м, тогда

$$h_{НБ} = УНБ - \nabla_{дна} = 60,1 - 56,0 = 4,1 \text{ м} \quad (6.16)$$

где $[v_h]$ – допустимая неразмывающая скорость на рисберме, равная 6,0 м/с.

$$q_p = 6,0 \cdot 4,1 = 24,6 \text{ м}^2/\text{с}$$

Тогда

$$q_v = 1,25 \cdot 24,6 = 30,75 \text{ м}^2/\text{с}$$

Ширина водосливного фронта равна:

$$B = \frac{Q_p}{q_v} = \frac{4544}{30,75} = 147,79 \text{ м} \quad (6.17)$$

Определим количество водосливных отверстий. Зададимся стандартной шириной пролета отверстия $b = 14$ м, тогда водосливных отверстий:

$$n = \frac{B}{b} = \frac{147,75}{14} = 10,56 \approx 11 \quad (6.18)$$

Ширина водосливного фронта, которую будем в дальнейшем использовать равна:

$$B = b \cdot n = 14 \cdot 11 = 154 \text{ м} \quad (6.19)$$

Бык примем разрезным, толщина разрезного бычка определяется по формуле Березинского

$$\delta_B = 0,16 \cdot b + (0,5 - 2) \text{ м} = 0,25 \cdot 14 + 1,76 = 4 \text{ м} \quad (6.20)$$

Головная часть быка имеет обтекаемую форму для улучшенного обтекания.

Ширина водосливного фронта с учетом размеров быков в плане:

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B = 154 + (11 - 1) \cdot 4 = 194 \text{ м} \quad (6.21)$$

Округлим до ближайшего целого и, согласно СП [33-01-2003], при количестве затворов более шести следует учитывать вероятную невозможность открытия одного затвора, следовательно, расчетное количество пролетов необходимо увеличить на единицу =>

$$B = b \cdot n = 14 \cdot 12 = 168 \text{ м},$$

$$B_B = B + (n - 1) \cdot \delta_B = 168 + (12 - 1) \cdot 4 = 212 \text{ м}$$

6.2.1.2 Определение отметки гребня водослива

Используя формулу расхода через водослив, определим полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B' \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.22)$$

где m – коэффициент расхода, для профиля оголовка безвакуумной водосливной стенки типа B ($m \approx 0,49$)

$$H_{01} = \left(\frac{4544}{0,49 \cdot 154 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,70 \text{ м}$$

Во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot \sigma_\phi \cdot \sigma_{сж} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.23)$$

где $\sigma_{сж}$ – коэффициент бокового сжатия;

σ_n – коэффициент подтопления, подтопления водослива нет и $\sigma_n = 1$;

σ_ϕ – коэффициент формы водосливной ($\sigma_\phi = 1$).

На рисунке 6.1 указана «Водосливная стенка нормального очертания (Кригера-Офицерова)».

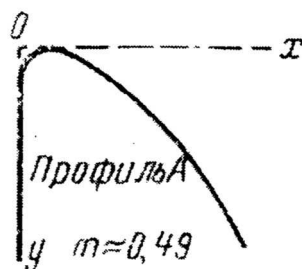


Рисунок 6.1 – Водосливная стенка нормального очертания (Кригера-Офицерова)

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2 \cdot H_{01} \cdot \xi}{b}, \quad (6.24)$$

где $\xi = 0,45$ – коэффициент уменьшения, учитывающий форму быков в плане (полукруглая).

На рисунке 6.2 указано очертание быков в плане.

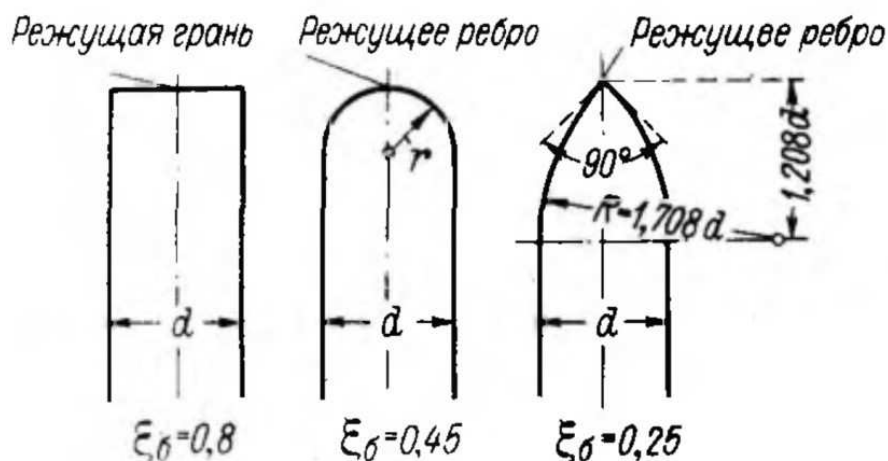


Рисунок 6.2 – Очертание быков в плане

$$\sigma_{сж} = 1 - \frac{0,2 \cdot 5,70 \cdot 0,45}{14} = 0,963,$$

$$H_{02} = \left(\frac{4544}{0,49 \cdot 1 \cdot 0,963 \cdot 1 \cdot 154 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 5,84 \text{ м}$$

Определим напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу v_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha v_0^2}{2g}, \quad (6.25)$$

где $\alpha = 1,1$ – коэффициент Кориолиса.

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна})(B + (n-1) \cdot \delta_B)}, \quad (6.26)$$

$$v_0 = \frac{4544}{(96-56)(154+(11-1) \cdot 4)} = 0,536 \text{ м/с},$$

$$H = 5,84 - \frac{1,1 \cdot 0,536^2}{2 \cdot 9,81} = 5,82 \text{ м}$$

Определённый напор на гребне водослива округляем до ближайшего стандартного значения в соответствии с техническим регламентом:

$$H_{\text{ст}} = 6,0 \text{ м}.$$

Определим отметку гребня водослива:

$$\nabla \text{ГВ} = \nabla \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 96,0 - 6,0 = 90,0 \text{ м} \quad (6.27)$$

6.2.1.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопрпускной способности водосливной плотины. Определим поверочный расход через водосливную плотину, при этом заметим, что пропуск производится через все водосбросы и все гидроагрегаты:

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{пов.мах}} - Q_{\text{ГЭС}} - \frac{V_{\text{пол}}}{t_{\text{ср}}} - Q_{\text{пр}} \quad (6.28)$$

$$Q_{\text{р.пов}} = 7669 - (4 - 1) \cdot 277 - \frac{4,15 \cdot 10^9}{5 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} - 68 = 6450 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Определим напор на гребне водослива при пропуске поверочного расхода в первом приближении без учета бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{01\text{пов.}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов.}}}{m \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{6450}{0,49 \cdot 168 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,79 \text{ м} \quad (6.29)$$

Во втором приближении определим напор $H_{02\text{пов.}}$ с учетом бокового сжатия потока и подтопления водослива:

$$H_{02\text{пов.}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов.}}}{m_{\text{пов.}} \cdot \sigma_{\phi} \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2g}} \right)^{2/3}, \quad (6.30)$$

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - \frac{0,2 \cdot 6,79 \cdot 0,45}{9} = 0,956,$$

$$m_{\text{пов}} = m \left[0,805 + 0,245 \frac{H_{01\text{пов.}}}{H_{\text{ст}}} - 0,05 \left(\frac{H_{01\text{пов.}}}{H_{\text{ст}}} \right)^2 \right], \quad (6.31)$$

где $m_{\text{пов}}$ – коэффициент расхода для поверочного случая

$$m_{\text{пов}} = 0,49 \cdot \left[0,805 + 0,245 \cdot \frac{6,79}{6} - 0,05 \cdot \left(\frac{6,79}{6} \right)^2 \right] = 0,498$$

$$H_{02\text{пов.}} = \left(\frac{6450}{0,498 \cdot 1 \cdot 0,956 \cdot 1 \cdot 168 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 6,91 \text{ м.}$$

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поверочного расхода:

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha v_{0\text{пов}}^2}{2g}, \quad (6.32)$$

$$v_{0\text{пов}} = \frac{Q_{\text{р.пов.}}}{(\nabla \text{ФПУ} - \nabla_{\text{дна}})(B + (n-1)\delta_B)}, \quad (6.33)$$

$$v_{0\text{пов}} = \frac{6450}{(97-56) \cdot (168 + (12-1) \cdot 4)} = 0,742 \text{ м/с}$$

$$H_{\text{пов}} = 6,91 - \frac{1 \cdot 0,742^2}{2 \cdot 9,81} = 6,88 \text{ м}$$

Проверим, не превышает ли отметка $\nabla \text{ФПУ}_p$ заданную $\nabla \text{ФПУ} = 97,0$ м при таком напоре:

$$\nabla \text{ФПУ}_p = \nabla \text{ГВ} + H_{\text{пов}} = 90 + 6,88 = 96,88 \text{ м} \quad (6.34)$$

$\nabla \text{ФПУ} > \nabla \text{ФПУ}_p$, пропускная способность гидроузла достаточна для пропуска расхода $Q_{\text{пов}} = 7669 \text{ м}^3/\text{с}$.

По проектному напору $H_{пр} = H_{ст}$ определяем координаты для построения оголовка плотины практического профиля. Табличные координаты умножаются на $H_{ст}$. Расчеты сведем в таблицу 6.1.

На рисунке 6.3 указано очертание оголовка плотины практического профиля.

Таблица 6.1 – Координаты очертания гребня водосливной стенки (стенки Кригера - Офицерова)

№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м	№ точки	X, м	Y, м
1	0	0,756	15	8,4	3,384	29	16,8	14,772
2	0,6	0,216	16	9	3,966	30	17,4	15,66
3	1,2	0,042	17	9,6	4,584	31	18	16,944
4	1,8	0	18	10,2	5,238	32	18,6	18,078
5	2,4	0,036	19	10,8	5,922	33	19,2	19,242
6	3	0,162	20	11,4	6,648	34	19,8	20,43
7	3,6	0,36	21	12	7,41	35	20,4	21,654
8	4,2	0,6	22	12,6	8,214	36	21	22,908
9	4,8	0,876	23	13,2	9,048	37	21,6	24,186
10	5,4	1,188	24	13,8	9,918	38	22,2	25,494
11	6	1,536	25	14,4	10,964	39	22,8	26,826
12	6,6	1,926	26	15	11,76	40	23,4	28,188
13	7,2	2,364	27	15,6	12,732	41	24	29,53
14	7,8	2,85	28	16,2	13,734	42	24,6	30,88

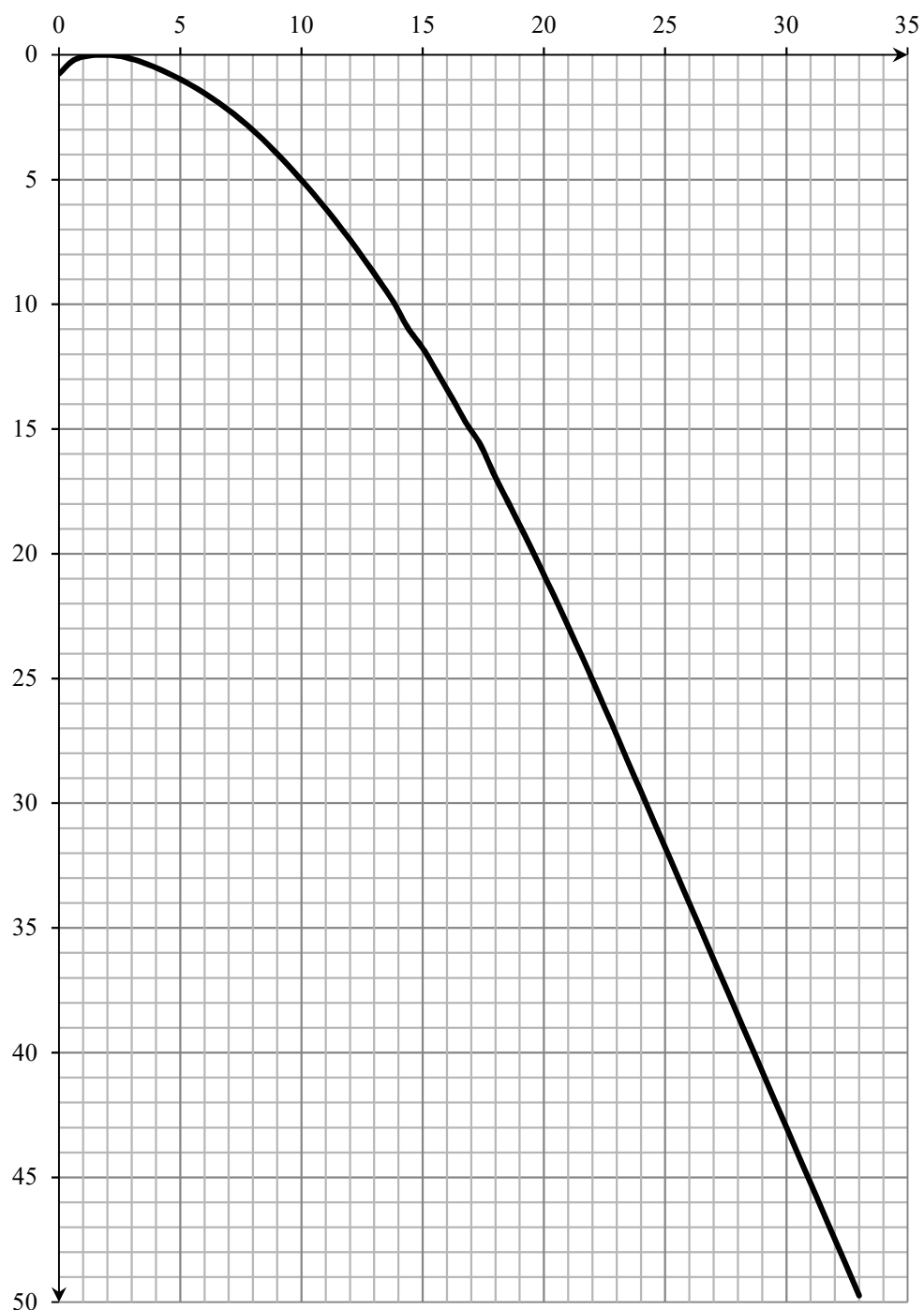


Рисунок 6.3 – Очертание оголовка плотины практического профиля

6.2.2 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

Устанавливаю необходимость устройства в нижнем бьефе гасителей энергии.

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С (рисунок 6.4). Глубина в

сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

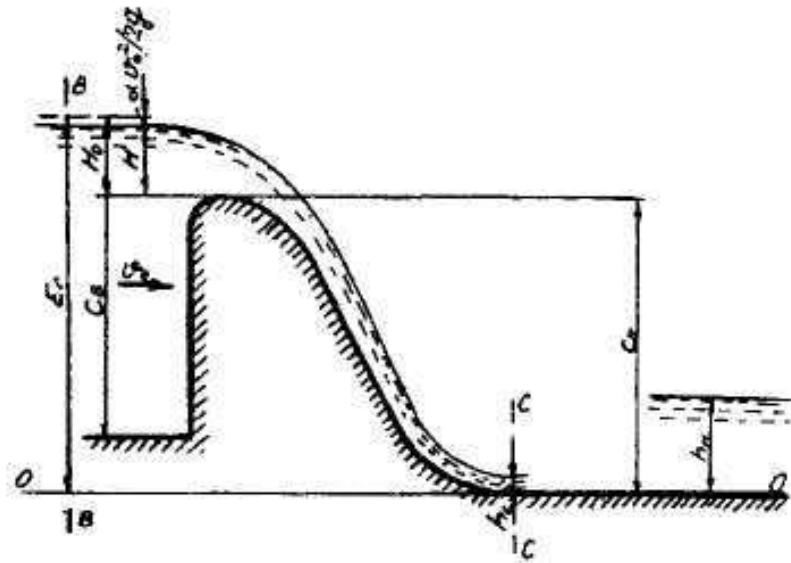


Рисунок 6.4 – Оголовок и сжатое сечение

Определяю критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_{осн.р.}^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 4544^2}{9,81 \cdot (212)^2}} = 3,72 \text{ м} \quad (6.35)$$

Определяю полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ДНА} = 96 - 56 = 40 \text{ м} \quad (6.36)$$

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{40}{3,72} = 10,75 \text{ м} \quad (6.37)$$

По графику [17, рис. 12.3, стр. 171] определяю глубину h_c в сжатом сечении и глубину h_c'' - второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяю $\xi_c = 0,26$ и $\xi_{T_0}'' = 2,7$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,26 \cdot 3,72 = 0,97 \text{ м}, \quad (6.38)$$

$$h_c'' = \xi_{T_0}'' \cdot h_{кр} = 2,7 \cdot 3,72 = 10,05 \text{ м} \quad (6.39)$$

Глубина в НБ при $Q_{осн} = 5763 \text{ (м}^3/\text{с)}$, $h_{НБ} = 4,1 \text{ м}$, следовательно, прыжок отогнанный ($h_c'' > h_{НБ}$).

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать с нижним бьефом соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Для плотин на скальном основании (брекчия) высотой более 40 м (высота плотины 46,6 м) гашение энергии сбрасываемой воды осуществляют способом свободно отброшенной струи.

6.2.3 Гашение энергии способом свободно отброшенной струи

Для реализации этого способа в конце водослива устраивают высокий уступ с носком-трамплином. Струя, сходящая с носка-трамплина, отлетает на некоторое расстояние от водосброса. В месте падения на дне образуется яма размыва. Основная задача проектирования - обеспечить отброс струи на расстояние, безопасное для устойчивости водосбросной плотины и других сооружений.

Высота от дна, до носка:

$$a = h_{нб}^{max} + (1 - 2)m = 4,35 + 1,65 = 7,0 \text{ м}, \quad (6.40)$$

где $h_{нб}^{max} = 4,35 \text{ м}$

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНА} + a = 56,0 + 7,0 = 62,0 \text{ м} \quad (6.41)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 96,0 - 62,0 = 34,0 \text{ м} \quad (6.42)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 34} = 23,25 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.43)$$

где φ – коэффициент скорости потока, принимаю равным 0,9.

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{21,44}{23,25} = 0,92 \text{ м} \quad (6.44)$$

Число Фруда:

$$Fr = \frac{v_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{23,25^2}{9,81 \cdot 0,92} = 59,73 \quad (6.45)$$

Дальность отлёта струи:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right) \quad (6.46)$$

где K_a – коэффициент аэрации, принимаю равным 1; α - угол наклона носка, принимаю равным 30° ; $Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ДНА} = 96 - 56 = 40$ м.

Таким образом:

$$L = 1 \cdot 34 \cdot 0,9^2 \cdot \sin 2 \cdot 30^\circ \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{40}{34} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30^\circ}} \right) = 45,64 \text{ м}$$

Проверка для слабой скалы, должно выполняться условие:

$$L > 0,5 \cdot Z_0 , \\ 45,64 > 20.$$

Условие выполнено, яма размыва образуется на безопасном расстоянии от размыва.

Глубина размыва – яма:

$$H_P = t - h_{\text{НБ}} \quad (6.47)$$

$$\text{где } t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H \quad (6.48)$$

d – средняя крупность отдельностей, в расчёте принята 1м.

Таким образом:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot 59,73) \cdot \sqrt{59,73} \cdot \sqrt[4]{\frac{4,1}{1}} \cdot 0,92 = 13,70$$

$$H_P = 13,7 - 4,1 = 9,6 \text{ м.}$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg \alpha_1} , \quad (6.49)$$

$$\text{где } tg \alpha_1 = \sqrt{tg^2 \alpha + \frac{2 \cdot g(0,5 \cdot h_H \cdot \cos \alpha + a - h_{\text{НБ}})}{v_H^2 \cdot \cos^2 \alpha}} \quad (6.50)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2 30^\circ + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 0,92 \cdot \cos 30^\circ + 7,0 - 4,1)}{23,25^2 \cdot \cos^2 30^\circ}} = 0,44$$

$$L_1 = 45,64 + \frac{13,7}{0,44} = 76,48 \text{ м.}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва вдоль течения на уравнение размыва русла равна:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot H_p = 2,5 \cdot 3,72 + 3,7 \cdot 9,6 = 44,83 \text{ м} \quad (6.51)$$

По дну яма размыва – примерно равна $2,5 \cdot h_{кр}$, где $h_{кр}$ – критическая глубина потока (6.35):

$$2,5 \cdot h_{кр} = 2,5 \cdot 3,72 = 9,3 \text{ м.}$$

Уклон верхового откоса ямы размыва может быть принят 1:2,2, уклон низового откоса 1:1,5.

6.2.4 Пропуск расходов через глубинные водосбросы

Донные отверстия водосбросной плотины предусматриваются, как на период строительства, для пропуска строительных расходов, так и для дальнейшей эксплуатации.

Глубинный водосброс используется в качестве дополнительного и рассчитывается на полезный объем водохранилища.

$$Q_{р.в.} = \frac{V_{пол.вдхр.}}{t_{сраб}} + Q_{пр} = \frac{4\,150\,000\,000}{5 \cdot 30 \cdot 24 \cdot 60 \cdot 60} + 68 = 388,22 \text{ м}^3/\text{с} \quad (6.52)$$

Пропускная способность при незатопленном выходном отверстии определяется по формуле

$$Q = \mu \cdot \omega_{во} \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{во}} \quad (6.53)$$

где Q – расход, сбрасываемый через отверстие;

$H_{во}$ – напор над центром входного отверстия;

$\omega_{во}$ – площадь выходного отверстия.

Принимаем количество отверстий равное трем. Тогда расход через одно водопропускное отверстие

$$Q_{1 \text{ отв}} = \frac{Q_{р.в.}}{3} = 129,41 \text{ м}^3/\text{с}$$

Для того, чтобы определить H_{BO} нужно предварительно задаться высотой отверстия и отметкой нижней кромки глубинного водовыпуска. Предварительно принимаем высоту отверстия $h=3$ м, тогда нижняя отметка донного отверстия 59 м. отметка над центром выходного отверстия

$$\nabla_{ЦВО} = 59 + \frac{h}{2} = 60,5 \text{ м} \quad (6.54)$$

Напор над центром выходного отверстия

$$H_{BO} = \nabla_{НПУ} - \nabla_{ЦВО} = 96 - 60,5 = 35,5 \text{ м} \quad (6.55)$$

Площадь выходного отверстия при известном расходе будет равна:

$$\omega_{BO} = \frac{Q_{1 \text{ отв}}}{\mu \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot H_{BO}}} = \frac{12,41}{0,8 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 35,5}} = 6,13 \text{ м}^2 \quad (6.56)$$

Так как высота отверстия 2 м, тогда ширина будет равна

$$b = \frac{\omega_{BO}}{h} = \frac{6,13}{3} = 2,04 \text{ м}^2 \quad (6.57)$$

Округлим до 3 м.

Тогда площадь поперечного сечения отверстия окончательно будет равна $\omega_{BO} = b \cdot h = 3 \cdot 3 = 9 \text{ м}^2$,

Исходя из расчета получаем 3 водосбросных сооружения $h=3$ м, $b=3$ м.

6.3 Конструирование плотины

6.3.1 Определение ширины подошвы плотины

Задача проектирования состоит в том, чтобы при заданной высоте сооружения найти минимальную ширину сооружения по основанию. Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу.

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 2) устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нем недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями.

Гравитационные бетонные плотины на скальном основании (алевролит) конструируют, как правило, с вертикальной напорной гранью и без фундаментальной плиты, так как несущая способность скального основания достаточно высокая. По этим причинам оптимальный теоретический профиль такой плотины – прямоугольный треугольник с вершиной на отметке НПУ. Заложение низовой грани можно принять равным $m=0,67 \div 0,7$.

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 96 - 53 = 43 \text{ м} \quad (6.58)$$

Отметка подошвы плотины равна:

$$\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - (\delta_6 + (2 \div 3)), \quad (6.59)$$

где $\delta_6 = 0$, $\nabla_{\text{дна}} = 56 \text{ м}$

Определим отметку подошвы плотины:

$$\nabla_{\text{под}} = 56 - 3 = 53 \text{ м},$$

$$B_n = 0,7 \cdot h = 0,7 \cdot 43 = 30 \text{ м}$$

6.3.2 Разрезка плотин швами

Во избежание недопустимо больших напряжений в различных частях бетонной плотины на скальном основании, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, плотину делят на секции сквозными температурно-осадочными швами. Разрезку плотины производят чаще по быкам, чтобы избежать неравномерных осадок смежных быков, что может привести к заклиниванию затвора.

Уплотнение швов осуществляется в виде шпонок.

Плотина разрезается по длине постоянными швами на отдельные секции.

Ширина секции:

$$b_c = b + \delta_b, \quad (6.60)$$

где b_c – ширина секции с учетом разрезного быка,

b – ширина пролета в свету,

δ_b – толщина быка с учетом разрезки сквозным продольным швом.

$$b_c = 14 + 4 = 18 \text{ м}.$$

6.3.3 Быки

Оголовок быка выполняется полукруглым для лучшего обтекания потоком. Толщину разрезного быка принимаем 4 м (пункт 6.2.1.1). Минимальная толщина между пазами 0,8 м. Ширина быка по гребню 26 м для обеспечения проезда транспорта и для размещения подъемных механизмов.

6.3.4 Устои

Различают устои сопрягающие, устраиваемые для сопряжения водосливной плотины с грунтовой или берегом, и отдельные, которые отделяют водослив от глухой бетонной плотины или здания ГЭС.

Применим один отдельный устой для отделения водосливной плотины от здания ГЭС.

6.3.5 Галереи в теле плотины

В теле плотины необходимо предусматривать продольные и поперечные галереи. По высоте плотины галереи располагаем через 23 м, одну из продольных галерей следует проектировать выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотины.

Размеры галерей, устраиваемых для цементации основания и строительных швов плотины, создания и восстановления вертикального дренажа, следует принимать минимальными, но при этом обеспечивающими провоз и работу бурового, цементационного и другого оборудования. Примем шириной – 3 м, высотой – 3,5 м.

Галереи, предусмотренные для сбора и отвода воды, контроля состояния бетона плотины и уплотнения швов, размещения КИА и различного рода коммуникаций назначаем шириной – 1,5 м, высотой – 2,5 м.

6.3.6 Расчёт цементной завесы

На скальном основании устраиваются, как правило, только вертикальные дренажные устройства. Схема цементной завесы и дренажных скважин представлено на рисунке 6.5.

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B = 0,1 \cdot 30 = 3,0 \text{ м}, \quad (6.61)$$

где B – ширина подошвы плотины.

Расстояние l_2 принимается конструктивно, $l_2 = 6 \text{ м}$.
Глубина цементной завесы:

$$h_{зав} = 0,5 \cdot H = 0,5 \cdot 38,66 \approx 19 \text{ м.} \quad (6.62)$$

Принимаю расстояние между цементационными скважинами 2 метра.
Толщина цементной завесы:

$$\delta_{зав} = \frac{\Delta H}{J_{кр}} \cdot \gamma_n, \quad (6.63)$$

где $\Delta H = (\text{НПУ} - \text{УНБвхк}) \cdot 0,6 = (96 - 57,34) \cdot 0,6 = 23,20 \text{ м}$ – потери напора на цементационной завесе;

$J_{кр} = 15$ критический градиент для завесы;

$\gamma_n = 1,2$ коэффициент надёжности по ответственности сооружения.

Геометрические данные цементационные завесы:

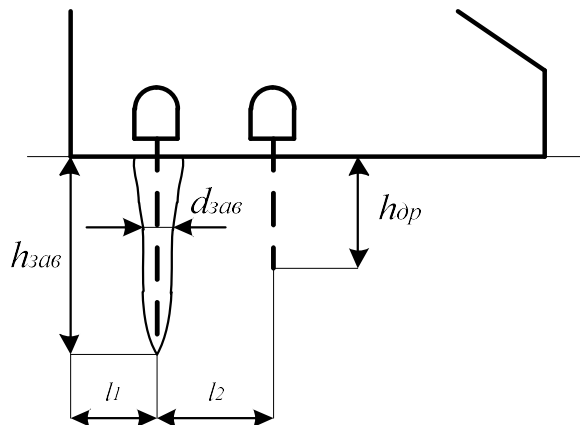


Рисунок 6.5 – Схема цементной завесы и вертикального дренажа

Таким образом:

$$\delta_{зав} = 23,2 \cdot 1,2 = 1,9 \text{ м} - 1 \text{ ряд ц. з.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{др} = 0,5 \cdot h_{зав} = 0,5 \cdot 19 \approx 10 \text{ м} \quad (6.64)$$

Диаметр дренажных скважин принимаю 0,2 м, расстояние между ними 3 метра.

Через дренажные скважины фильтрующуюся воду выводят в цементационную или дренажную галерею, а отвод воды в НБ осуществляют насосами.

Потери напора для плотин с цементационной завесой $H_{ас}/H_d=0,4H$, а для дренажа $H_{др}/H_d=0,2H$.

6.4 Расчёт фильтрации

Фильтрация на скальном основании принимается по [20], схема представлена на рисунке 6.6.

Геометрические параметры эпюры фильтрации:

6.4.1 Основной случай

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{УНБ} = 96,0 - 57,34 = 38,66 \text{ м.} \quad (6.65)$$

Для плотин II класса с цементационной завесой:

$$\frac{H_{as}}{H_d} = 0,40 \quad (6.66)$$

$$\frac{H_{dr}}{H_d} = 0,15 \quad (6.67)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 38,66 = 15,46 \text{ м} \quad (6.68)$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 38,66 = 5,8 \text{ м} \quad (6.69)$$

$$H_t = 3,34 \text{ м.}$$

6.4.2 Поверочный случай

Напор на сооружении:

$$H_d = \nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{УНБ} = 97 - 60,35 = 36,65 \text{ м} \quad (6.70)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 36,65 = 14,66 \text{ м} \quad (6.71)$$

$$H_{dr} = 0,15 \cdot H_d = 0,15 \cdot 36,65 = 5,5 \text{ м}$$

$$H_t = 6,35 \text{ м.}$$

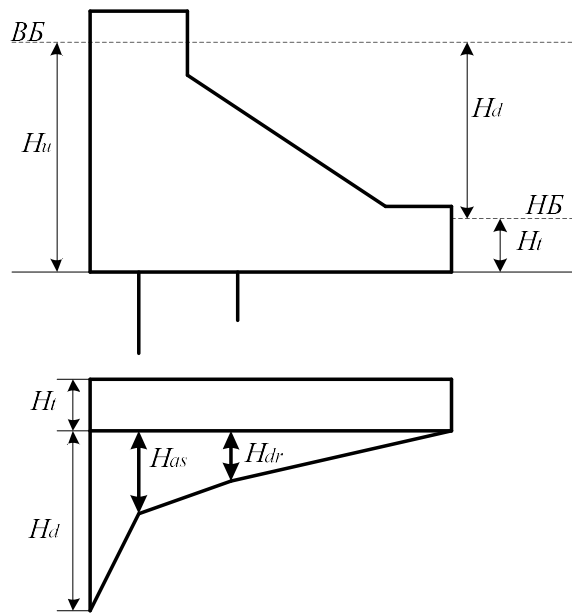


Рисунок 6.6 – Фильтрация на скальном основании

6.5 Статические расчёты плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных, сочетаниях отдельно для строительного и эксплуатационного периодов.

6.5.1 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad.

$$S_{\text{пл}} = 830,41 \text{ м}^2$$

$$S_{\text{б}} = 1013,48 \text{ м}^2$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{830,41 \cdot 14 \cdot 9,81 \cdot 2400}{14 + 4} = 15206,47 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.72)$$

Точка приложения равнодействующей силы $G_{\text{пл}}$ также была определена с помощью приложения AutoCad.

$$Y_{\text{пл}} = -4,67 \text{ м}$$

Вес быка и точку его приложения определяю аналогичным образом:

$$G_6 = \frac{S_6 \cdot \delta_6 \cdot \rho_6 \cdot g}{b + \delta_6} = \frac{1013,47 \cdot 4 \cdot 2400 \cdot 9,81}{14 + 4} = 5302,53 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.73)$$

$$Y_6 = -5,62 \text{ м}$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.74)$$

где f – площадь затвора:

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (97 - 90 + 0,5) \cdot 14 = 105 \text{ м}^2 \quad (6.75)$$

Таким образом:

$$Q_3 = 0,055 \cdot 105 \cdot \sqrt{105} \cdot 9,81 = 580,52 \text{ кН}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$Q_3^{\text{расч}} = \frac{Q_3}{b + \delta_6} = \frac{580,52}{14 + 4} = 32,25 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.76)$$

6.5.2 Сила гидростатического давления воды

Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды:
- с верхнего бьефа НПУ:

$$T_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 43^2}{2} = 9069,35 \frac{\text{кН}}{\text{м}}, \quad (6.77)$$

$$\text{где } H_B = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 96 - 53 = 43 \text{ м}$$

- с верхнего бьефа ФПУ:

$$T'_B = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_B^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 44^2}{2} = 9496,08 \text{ кН/м} \quad (6.78)$$

$$\text{где } H_B = \nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ПОД} = 97 - 53 = 44 \text{ м}$$

- с нижнего бьефа НПУ:

$$T_H = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_H^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 4,34^2}{2} = 92,39 \text{ кН/м} \quad (6.79)$$

где $H_n = \nabla_{УНБ} - \nabla_{ПОД} = 57,34 - 53 = 4,34$ м

- с нижнего бьефа ФПУ:

$$T'_n = \frac{\rho_w \cdot g \cdot H_n^2}{2} = \frac{1000 \cdot 9,81 \cdot 7,35^2}{2} = 264,98 \text{ кН/м} \quad (6.80)$$

где $H_n = \nabla_{УНБ} - \nabla_{ПОД} = 60,35 - 53 = 7,35$ м

6.5.3 Сила взвешивающего и фильтрационного давления

Сила фильтрационного давления:

$$W_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 231,96 = 2275,53 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

$$W'_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 219,9 = 2157,22 \frac{\text{кН}}{\text{м}}$$

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа до подошвы при основном случае и от максимального уровня нижнего бьефа до подошвы для проверочного случая.

Ординаты эпюр определим как:

$$p_{взв} = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{УНБ_{min}} - \nabla_{под}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 4,34 = 42,58 \text{ кН}, \quad (6.81)$$

$$p'_{взв} = \rho_w \cdot g \cdot (\nabla_{УНБ_{max}} - \nabla_{под}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 7,35 = 72,10 \text{ кН} \quad (6.82)$$

Сила взвешивающего давления равна площади эпюры взвешивающего давления для данного расчетного случая.

$$W_{взв} = \rho_w \cdot g \cdot S_{эп}^{взв} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 130,2 = 1277,26 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.83)$$

$$W'_{взв} = \rho_w \cdot g \cdot S_{эп}^{взв'} = 1000 \cdot 9,81 \cdot 220,5 = 2163,11 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.84)$$

6.5.4 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань можно определить по формуле:

$$p_n = \gamma_n \cdot h_n \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{\varphi_n}{2} \right) = 10 \cdot 4 \cdot \tan^2 \left(45 - \frac{20}{2} \right) = 19,6 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2} \quad (6.85)$$

где $\gamma_n = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес наносов во взвешенном состоянии;
 h_n – толщина слоя наносов, принимаемая от уровня дна

$$h_{\text{н}} = \nabla_{\text{заил}} - \nabla_{\text{дна}} = 60 - 56 = 4 \text{ м} \quad (6.86)$$

где $\varphi_{\text{н}} = 20^\circ$ – угол внутреннего трения наносов

Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_{\text{н}} = \frac{h_{\text{н}} \cdot p_{\text{н}}}{2} = \frac{4 \cdot 19,6}{2} = 39,2 \frac{\text{кН}}{\text{м}} \quad (6.87)$$

6.5.5 Волновое давление

Равнодействующая волнового давления при основном и поверочном случаях может быть определена упрощенно по формуле А.Л. Можевитинова. Для основного случая:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,69^2}{21,04} = 0,43 \text{ м} \quad (6.88)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.89)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,69 \cdot \left(\frac{21,04}{3,14} + \frac{0,43}{2} \right) = 57,31 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Плечо силы $W_{\text{волн}}$ относительно уровня покоя ВБ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{21,04}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 1,69 = 2,7 \quad (6.90)$$

Для поверочного случая:

$$h_0 = \frac{\pi \cdot h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 0,97^2}{13,46} = 0,22 \text{ м}, \quad (6.91)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot \rho_0 \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right), \quad (6.92)$$

$$W_{\text{волн}} = \frac{1}{2} \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,97 \cdot \left(\frac{13,46}{3,14} + \frac{0,22}{2} \right) = 20,92 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Плечо силы $W_{\text{волн}}$ относительно уровня покоя ВБ:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{13,46}{6,28} - \frac{3}{8} \cdot 0,97 = 1,8. \quad (6.93)$$

6.6 Расчёт прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаю сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+».

Для удобства расчёта составлю таблицу 6.2, в которую внесу все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Точки приложения равнодействующих всех сил рассчитаны с помощью программы AutoCad.

Таблица 6.2 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
1	2	3	4	5	6
Тв	1,00	→	9069,35	14,33	129993,95
1	2	3	4	5	6
Тн	1,00	←	92,39	-1,45	-133,66
Gб	0,95	↓	5037,40	-5,62	-28310,19
Gпл	0,95	↓	14446,14	-4,67	-67463,49
Wвзв	1,00	↑	1277,26	0,00	0,00
Wф	1,00	↑	2275,53	7,25	16497,58
Qз	0,9	↓	29,03	-13,63	-395,62
$W_{волн}$	1,00	→	57,31	40,28	2308,69
E_n	1,20	→	47,04	4,33	203,84
F		← →		9081,31	
N		↓↑		15959,78	
M		Σ		52701,09	

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

1) Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{b} + \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{15959,78}{30,0} + \frac{6 \cdot 52701,09}{30,0^2} = -180,65 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.94)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

b – ширина подошвы плотины

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -9,81 \cdot 43 = -421,83 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.95)$$

где $\gamma_w = 9,81 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды,

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{ПОД} = 96 - 53 = 43 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \tan \alpha_1$, где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\tan \alpha_1 = 0$.

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0, \quad (6.96)$$

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -180,65 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2}, \quad (6.97)$$

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -9,81 \cdot 43 = -421,83 \text{ кН/м}^2 \quad (6.98)$$

2) Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{b} - \frac{6 \cdot \Sigma M}{b^2} = -\frac{15959,78}{30,0} - \frac{6 \cdot 52701,09}{30,0^2} = -883,33 \text{ кН/м}^2, \quad (6.99)$$

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2), \quad (6.100)$$

где $m_t = \tan \alpha_2$, где α_2 – угол между низовой гранью и вертикалью;

$H_d^t = \nabla \text{УНБ}(Q_{\text{НПУ}}) - \nabla \text{ПОД} = 57,34 - 53 = 4,34 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

$$\sigma_x^t = -883,33 \cdot 0,78^2 - 9,81 \cdot 4,34 \cdot (1 - 0,78^2) = -555,07 \text{ кН/м}^2$$

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t \quad (6.101)$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 4,34 - 883,33) \cdot 0,78 = 656,42 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 \quad (6.102)$$

$$\sigma_3^t = -883,33 \cdot (1 + 0,78^2) + 9,81 \cdot 4,34 \cdot 0,78^2 = -1395,83 \text{ кН/м}^2$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -9,81 \cdot 4,34 = -42,58 \text{ кН/м}^2 \quad (6.103)$$

Расчёт краевых напряжений сведен в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Основной случай	
	Напорная грань	Низовая грань
σ_y	-180,65	-883,33
σ_x	-421,83	-555,07
τ_{xy}	0	656,42
σ_1	-180,65	-42,58
σ_3	-421,83	-1395,83

Расчёт при ФПУ.

Расчёт основной нагрузок сведён в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Поверочный случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1,00	→	9496,08	14,67	139275,84
Тн	1,00	←	264,98	-2,45	-649,20
Gб	0,95	↓	5037,40	-5,62	-28310,19
Gпл	0,95	↓	14446,14	-4,67	-67463,49
Wвзв	1,00	↑	2163,11	0,00	0,00
Wф	1,00	↑	2157,22	7,25	15639,84
Qз	0,9	↓	29,03	-13,63	-395,62
$W_{\text{волн}}$	1,00	→	20,92	42,22	883,14
E_n	1,20	→	47,04	4,33	203,84
F		← →		9299,06	
N		↓↑		15192,25	
M		Σ		59184,14	

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальных сечениях плотины (при расчете на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам (6.94) ÷ (6.103):

1. Для верховой грани:

$$\sigma_y^u = -\frac{15192,25}{30,0} + \frac{6 \cdot 59184,14}{30,0^2} = -111,85 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\sigma_x^u = -9,81 \cdot 44,0 = -431,64 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\sigma_1^u = -111,85 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_3^u = -9,81 \cdot 44 = -431,64 \text{ кН/м}^2$$

2. Для низовой грани:

$$\sigma_y^t = -\frac{15192,25}{30,0} - \frac{6 \cdot 59184,14}{30,0^2} = -900,97 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_x^t = -900,97 \cdot 0,78^2 - 9,81 \cdot 7,35 \cdot (1 - 0,78^2) = -577,35 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\tau_{xy}^t = -(9,81 \cdot 7,35 - 900,97) \cdot 0,78 = 647,13 \text{ кН/м}^2,$$

$$\sigma_3^t = -900,97 \cdot (1 + 0,78^2) + 9,81 \cdot 7,35 \cdot 0,78^2 = -1406,21 \frac{\text{кН}}{\text{м}^2},$$

$$\sigma_1^t = -9,81 \cdot 7,35 = -72,10 \text{ кН/м}^2$$

Расчёт краевых напряжений сводём в таблицу 6.5

Таблица 6.5 – Краевые напряжения, действующие на плотину

Напряжение	Поверочный случай	
	Напорная грань	Низовая грань
σ_y	-111,85	-900,97
σ_x	-431,64	-577,35
τ_{xy}	0	647,13
σ_1	-111,85	-72,10
σ_3	-431,64	-1406,21

6.6.1 Критерии прочности плотины

1) Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.104)$$

где $\gamma_n = 1,2$ – коэффициент надежности по ответственности, для сооружений II класса;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок,

$\gamma_{lc} = 1,0$ – для расчетов по первому предельному состоянию и основному сочетанию нагрузок;

$\gamma_{lc} = 0,9$ – для расчетов по первому предельному состоянию и особому сочетанию нагрузок;

σ_3 – максимальное главное напряжение;

$R_b = 7,5$ МПа – расчетное сопротивление бетона сжатию для марки бетона В10;

γ_{cd} – коэффициент условия работы;

$\gamma_{cd} = 0,9$ – при основном сочетании нагрузок;

$\gamma_{cd} = 1,0$ – при особом сочетании нагрузок.

Для основного сочетания нагрузок:

$$1,2 \cdot 1 \cdot |-1395,83| \leq 7500 \cdot 0,9,$$

$$1674,99 \text{ кПа} \leq 6750 \text{ кПа}.$$

Для особого сочетания нагрузок:

$$1,2 \cdot 0,9 \cdot |-1406,21| \leq 7500 \cdot 1,0,$$

$$1518,71 \text{ кПа} \leq 7500 \text{ кПа}.$$

2) Отсутствие растягивающих напряжений:

$$\sigma_y^u < 0 \tag{6.105}$$

Для основного сочетания нагрузок:
 $-180,65 \text{ кПа} < 0.$

Для особого сочетания нагрузок:
 $-111,85 \text{ кПа} < 0.$
с учетом того, что сжимающие напряжения приняты со знаком «+».

3) В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u \tag{6.106}$$

Для основного сочетания нагрузок:
 $180,65 \text{ кПа} \geq 107,5 \text{ кПа}.$

Для особого сочетания нагрузок:
 $111,85 \text{ кПа} \geq 110 \text{ кПа}.$

Проектируемая плотина удовлетворяет всем критериям прочности.

6.7 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин на скальных основаниях определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

6.7.1 Основное сочетание нагрузок:

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_c}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.107)$$

$$R = (G_{\text{пл}} + G_{\text{б}} - W_{\text{взв}} - W_{\text{ф}} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega \quad (6.108)$$

где $\tan \varphi = 0,6$ – внутреннее трение для грунта основания (осадочный грунт - брекчия) [4];

$c = 70 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для скалы [4];

$\omega = B_{\text{п}} \cdot 1 = 30,0 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр.

$$R = (14446,14 + 5037,40 - 1277,26 - 2275,53 + 29,03) \cdot 0,6 + 70 \cdot 30,0 = 11675,87 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

$$F = T_{\text{в}} - T_{\text{н}} + W_{\text{волн}} + E_{\text{н}} \quad (6.109)$$

$$F = 9069,35 - 92,39 + 57,31 + 47,04 = 9081,31 \text{ кН/м.}$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{11675,87 \cdot 0,95}{9081,31 \cdot 1,0} \geq 1,2,$$

$$1,22 \geq 1,2.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

6.7.2 Особое сочетание нагрузок:

$$R = (14446,14 + 5037,40 - 2163,11 - 2157,22 + 29,03) \cdot 0,6 + 70 \cdot 30,0 = 11215,35 \frac{\text{кН}}{\text{м}},$$

$$F = 9496,08 - 264,98 + 20,92 + 47,04 = 9299,06 \text{ кН/м}$$

Таким образом, условие на сдвиг:

$$\frac{11215,35 \cdot 0,95}{9299,06 \cdot 0,9} \geq 1,2,$$

$$1,27 \geq 1,2.$$

Сооружение удовлетворяет условиям устойчивости.

7 Охрана труда, пожарная безопасность и охрана природы

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Пудожская ГЭС является низконапорной станцией, по объему водохранилища и возможным последствиям аварии на станции, в частности прорыва напорного фронта относится ко второму классу по капитальности гидротехнических сооружений. В связи с этим одной из важнейших задач службы эксплуатации Пудожской ГЭС является, обеспечение безопасности гидротехнических сооружений.

Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным из них является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием закона «О безопасности ГТС» является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС.

Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, проведение капитальных ремонтов, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности лежит на собственнике гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений Пудожской ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акта обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой обосновывается безопасность сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по их предотвращению и ликвидации.

7.2 Пожарная безопасность

Общестанционная система пожаротушения и пожарной сигнализации ГЭС предназначена для обнаружения, оповещения и ликвидации пожара трансформаторов, генераторов, в помещениях ГЭС: кабельных шахтах, кабельных галереях, кабельных помещениях КРУ, АСУ, помещениях маслохозяйства, аппаратных, серверных, а также обнаружения и выдачи сигнала о пожаре в других бытовых и технологических помещениях ГЭС.

Данная система интегрируется в состав станционного (верхнего) уровня управления как отдельная подсистема, выполняющая все необходимые функции контроля и управления, и включает в себя комплексы технических средств, позволяющих обеспечить локальный и централизованный контроль пожарной обстановки на объекте, состояния противопожарного оборудования и запуск систем водяного, газового или порошкового пожаротушения - в рамках автоматического, дистанционного и ручного управления.

Основные задачи системы:

- оперативный прием, обработка, информирование персонала и архивирование информации от пожарных извещателей и устройств защиты;
- формирование сигналов и управляющих команд в системы автоматического пожаротушения (включение насосов пожаротушения, открытие задвижек, срабатывание приводов механизмов) и устройств различного назначения: вентиляции, оповещения и других устройств автоматики;
- выдача команд и сигналов в систему оповещения (световой и звуковой), а также в контроллеры локального уровня;
- передача данных оператору, на сервер базы данных АСУ ТП, на щит пожаротушения и пожарной сигнализации;
- контроль, за работоспособностью системы.

Силовые трансформаторы ТДЦ-150000/220, на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла. Пуск АПТ трансформатора Т1 производится в автоматическом режиме (при срабатывании дифференциальной защиты или второй ступени газовой защиты трансформатора), а также ручной командой от кнопки, расположенной на ЦПУ. При этом формируются команды на отключение трансформатора, затем сигнал на тушение - то есть открытие соответствующей задвижки для подачи воды. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевой трубопровод, на котором вертикально устанавливаются дренчерные оросители, распыление воды обеспечивает не только тушение пламени, а в первую очередь охлаждение корпуса трансформатора.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов для подачи воды к месту возгорания, включая запорно-пусковые устройства. Каждый объект оснащается системой автоматического пожарного обнаружения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском тушения очага пожара и системой оповещения персонала о пожаре.

Для минимизации рисков связанных с пожарами на проектируемой Пудожской ГЭС будут предусмотрены специальные организационные и технические мероприятия. Проведение инструктажей персонала по противопожарной безопасности, назначение ответственных за

противопожарное состояние помещений, огнетушащих аппаратов, средств пожаротушения.

Все работники ГЭС должны проходить подготовку по пожарной безопасности. Подготовка работников включает в себя:

Вводный инструктаж по пожарной безопасности;

Регулярные инструктажи (первичный, периодические, внеплановые и целевые), по вопросам пожарной безопасности;

Проведение противопожарных тренировок;

Повышение знаний по противопожарной защите в учебных центрах;

Изучение и проверка знаний правил пожарной безопасности и т.д.

Персонал ГЭС несет ответственность за обеспечение пожарной безопасности. Лица, виновные в нарушении правил пожарной безопасности несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством.

Специальные места для курения располагаются в наиболее безопасных позициях на территории гидроэлектростанции. Во всех помещениях, складах, зданиях размещены различные пожарные датчики, системы автоматического пожаротушения или пожарной сигнализации. Во всех необходимых местах установлены огнетушители.

Для тушения пожаров на генераторах типа СВ – 1070/145-52 мощностью 100 МВт предусмотрена система автоматического водяного пожаротушения (АПТ).

Для обнаружения, оповещения, тушения, локализации пожара внутри технологических помещений с повышенной пожарной опасностью предусмотрена система автоматического газового и порошкового пожаротушения (АГПТ, АППТ).

Каждый объект станции оснащается системой пожарной сигнализации, с помощью которой осуществляется контроль за противопожарным состоянием защищаемого объекта.

7.3 Охрана труда и техника безопасности

Основная цель улучшения условий труда – достижение социального эффекта, т.е. обеспечение безопасности труда, сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве.

Улучшение условий труда будет давать и экономические результаты: рост прибыли; сокращение затрат, связанных с компенсациями за работу с вредными и тяжелыми условиями труда; уменьшение потерь, связанных с травматизмом, профессиональной заболеваемостью; уменьшением текучести кадров и т.д. Основным документом в нормативно-технической документации является нормативный акт «Система стандартов безопасности труда».

На производственных предприятиях с численностью работников более 50 человек в обязательном порядке создается служба охраны труда и производственного контроля (СОТиПК).

Основными составляющими системы охраны труда являются следующие мероприятия:

- Создание службы охраны труда;

- Проведение аттестации рабочих мест;

- Проведение инструктажа с сотрудниками организации;

- Разработка и утверждение положения и инструкций по охране труда в организации.

Все работы при строительстве Пудожской ГЭС: проектировании, монтаже основного и вспомогательного оборудования должны соответствовать действующим строительным нормам и правилам (СНиП), нормам технологического проектирования гидроэлектрических и гидроаккумулирующих электростанций, требованиям речного регистра Российской Федерации, Федеральным законам «Об основах охраны труда в Российской Федерации» и «О безопасности гидротехнических сооружений», Санитарным правилам по организации технологических процессов и санитарно-гигиеническим требованиям к производственному оборудованию, нормативным актам по охране труда Ростехнадзора России, Государственным стандартам безопасности труда, Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, Правилам устройства электроустановок (ПУЭ), Правилам пожарной безопасности и иным действующим государственным и отраслевым нормативным и правовым актам.

При эксплуатации электроустановок ГЭС персонал и другие лица, занятые техническим обслуживанием электроустановок, осуществляющие оперативные переключения, организацию и выполнение строительных, монтажных, наладочных, ремонтных работ, испытания и измерения, обязаны выполнять требования норм законодательства, утвержденных уполномоченными органами государственной власти правил по охране труда (правил безопасности), стандартов организации (инструкций) предприятия.

Каждый работник станции будет обучен безопасным методам проведения работ при эксплуатации гидротехнических сооружений, и получит необходимые инструктажи для безопасного проведения работ, пройдет проверку знаний и получив удостоверение, получит право на проведение этих работ.

Электроустановки Пудожской гидроэлектростанции должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами.

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках гидроэлектростанций, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Рабочие инструкции по охране труда будут разработаны для всех подразделений, доведены до сведения всего персонала безопасные маршруты следования по территории к месту работы, оперативные планы пожаротушения и эвакуации людей на случай пожара или аварийной ситуации.

7.4 Мероприятия по охране природы

7.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

Водохозяйственное строительство вообще и гидротехническое в частности, является активным вторжением человека в сложившиеся санитарно-гигиенические и экологические условия каждого конкретного региона. При создании водохранилищ резко изменяются гидрологический и гидравлические режимы водотоков и в связи с этим условия осуществления процессов естественного самоочищения.

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории, в период начала строительства входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов предприятий, зданий и сооружений, подлежащих сносу;
- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений;
- подготовка прибрежных участков водохранилища около населенных пунктов- санитарных зон.

Кроме того, в состав санитарных мероприятий, согласно санитарных норм, входит очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению. В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;
- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;
- санитарная очистка территории животноводческих объектов;
- очистка территории после переноса промышленных предприятий;
- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

Согласно СанПиН 3907-85:

«3.2.1. Все населенные пункты, предприятия, здания и сооружения, расположенные в зонах постоянного и временного затопления (в период половодий и зимних зарегулированных уровней в нижних бьефов), подтопления и берегоразрушения подлежат переносу или инженерной защите в соответствии с требованиями СНиП II-60-75 “Планировка и застройка городов,

поселков и сельских населенных пунктов” и СНиП 2.06.15-85 “Инженерная защита территории от затопления и подтопления”.

3.3.1. Санитарная подготовка территории, подлежащей затоплению, должна проводиться в целях обеспечения формирования надлежащего качества воды в водохранилища как источников хозяйственно-питьевого водоснабжения; санитарная подготовка прибрежных полос - для использования их населением в культурно-оздоровительных целях.

3.4.2. На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения, выступающие над землей более чем на 50 см (0,5 м). Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте, металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

3.4.3. Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки на специально отведенные участки или специальные сооружения по обеззараживанию и переработке.

3.4.5. Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию. Места расположения указанных сооружений должны быть перепаханы в зоне мертвого объема не позднее, чем за один весенне-летний сезон до заполнения водохранилища. В зоне сработки водохранилища, подтопления и берегообрушения на территории указанных сооружений необходимо производить выемку слоя загрязненного грунта до чистого, с вывозом его за пределы территории прогнозируемого подтопления и берегообрушения с последующим обеззараживанием территории сухой хлорной известью с засыпкой чистым грунтом.

3.4.6. Очистка территории после переноса промышленных предприятий производится с учетом тех же требований, что и для населенных пунктов. Промышленные отходы предприятий вывозят транспортом на специальные сооружения или полигоны. Территория кожевенных заводов, предприятий по мойке шерсти, боен, утильзаводов по переработке трупов павших животных, складов ядохимикатов, горючесмазочных материалов, хранилищ токсичных и других опасных в санитарном отношении отходов подлежит дезинфекции, дегазации и дезактивации в соответствии с указаниями п. 3.4.5 и действующими нормативными документами с последующим снятием слоя грунта до чистого (по данным лабораторных исследований, вывозом его за пределы зоны санитарной очистки, обезвреживанием или захоронением в местах, согласованных с санитарно-эпидемиологической службой).

3.4.7. Территория ложа водохранилища должна обрабатываться особенно тщательно. Выгреба уборных после вывоза нечистот дезинфицируются сухими препаратами ДТС ГК или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом. Навоз, свалки, отходы производства удаляются за зону затопления со снятием слоя грунта до чистого.

3.4.8. Скважины (артезианские, геологоразведочные, нефтяные и другие), как функционирующие так и нефункционирующие, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат засыпке или тампонажу.

3.5. Очистка от древесной и кустарниковой растительности.

3.5.1. Для водохранилища с коэффициентом водообмена более 6 очистке от древесной и кустарниковой растительности подлежит территория сработки водохранилища от уровня воды или НПУ до максимальной сработки плюс 2 м ниже с оставлением пней не выше 50 см.

3.5.2. В местах, предназначенных для строительства водозаборных сооружений, территория ложа водохранилища в пределах от НПУ до максимальной сработки и на 2 м ниже, радиусом 3 км от места водозабора должна быть очищена от всей древесной растительности вровень с землей.

3.6. Мероприятия в местах захоронений.

3.6.1. Все кладбища и другие места захоронений, попадающие в зону постоянного или временного затопления, подтопления и берегообрушения подлежат закрытию.

3.6.3. Кладбища, расположенные в пределах затопления весенним половодьем вероятностью превышения 5 % и более до уровня максимальной сработки плюс 2 м ниже, а также в зоне прогнозируемого переформирования берега и в местах, предназначенных для водозаборных сооружений, подлежат обязательному переносу. Территория захоронений, в зоне мертвого объема водохранилища, ниже УМО, освобождается от строений, могильных знаков и деревьев. Дерновый покров сохраняется.

3.6.3. Скотомогильники, расположенные в пределах постоянного и временного затопления, в зоне сработки плюс 2 м ниже и в зоне берегообрушения, подлежат переносу.

3.6.4. Перенос трупов и останков с кладбищ производится под контролем органов государственного санитарного надзора ».

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, укрепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

7.4.2 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

Выработка электроэнергии на гидроэлектростанции связана с использованием возобновляемого ресурса – движущейся воды, поэтому на ней

отсутствуют выбросы загрязняющих веществ в атмосферу и не образуются отходы производства, как золошлакоотвалы на ТЭС или отработанное ядерное топливо на АЭС.

Вместе с тем, для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение технических масел, что приводит к появлению замасленных стоков. Кроме того, для обеспечения собственных нужд объекта требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

В составе очистных сооружений замасленных стоков предусматриваются отстойники, фильтры, насосное оборудование для промывки фильтров, откачки загрязненного масла с последующим его использованием или утилизацией и перекачкой (выпуском) очищенного стока в нижний бьеф. Отстойники принимаются с числом секций не менее двух. Конструкция отстойника предусматривает улавливание и аккумуляцию залповых выбросов масла при авариях (пожаре), отвод всплывающих нефтепродуктов в отдельную емкость с выпуском отстоенных (осветленных) сточных вод на фильтры.

Фильтры применяем заводского изготовления двух ступеней (грубой и тонкой очистки) с доведением конечного содержания нефтепродуктов в очищенной воде до 0,05 мг/л согласно требованиям санитарных норм для выпуска в водоем рыбохозяйственного значения.

При эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:

- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);

- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

7.5 Мероприятия по охране окружающей среды в зоне влияния Пудожского ГУ

7.5.1 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период строительства

При строительстве Пудожского ГУ выполняются следующие виды работ:

- выемка грунта и складирование его в полезную насыпь;
- отсыпка перемычек;
- подготовка площадки к строительству и ее обустройство;
- расчистка и планировка территории;
- возведение и последующий демонтаж временных зданий и сооружений;
- строительство основных сооружений;
- строительство поселка эксплуатирующего персонала.

В период строительства предусмотрены мероприятия по подготовке ложа водохранилища, а также мероприятия по минимизации воздействия на окружающую среду непосредственно от строительства.

Воздействие на окружающую среду в период строительства:

- создание водохранилища, трансформация ландшафтов, климатические изменения;
- подготовка ложа водохранилища, в том числе свodka леса и санация территории;
- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства;
- образование и обращение с отходами;
- опасности и риски для населения и персонала, связанные с состоянием гидротехнических сооружений и порядком строительства и эксплуатации ГЭС;
- переселение населения из зоны затопления.

Создание водохранилища будет сопровождаться следующими процессами:

1. Формирование новых процессов водного, ледового и термического режимов;
2. Изменение процессов переноса и седиментации наносов;
3. Формирование нового гидрохимического режима и изменение качества воды реки Водла в нижнем бьефе Пудожского гидроузла;
4. Формирование нового гидробиологического режима и изменения биологической продуктивности водоема в связи с тем, что речной тип экосистемы изменится на озерный.

В соответствии с требованиями СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ» в рамках проведения работ по санитарной подготовке ложа водохранилища необходимо выполнить следующие работы:

- очистка территории от остатков строений и мусора;

- вывоз нечистот из уборных, бытовых отходов;
- санитарная очистка территорий животноводческих объектов;
- засыпка искусственных углублений и тампонаж скважин.

Кроме того, в состав санитарных мероприятий входит очистка ложа от древесной и кустарниковой растительности.

При проектировании мероприятий по инженерной защите населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления, берегообрушения, должны быть предусмотрены:

- технические мероприятия, исключающие затопление и подтопление оставляемых населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений, обеспечивающие нормальные условия труда и быта населения;
- технические мероприятия по дренированию естественного поверхностного стока с собственной территории инженерной защиты.

Воздействие на окружающую среду в период строительства будет связано с работой автотранспорта, проведением различных видов строительных работ.

7.5.2 Мероприятия по подготовке ложа водохранилища

Основные требования к проектированию, строительству и эксплуатации водохранилищ регламентируются СП от 01.07.1985 № 3907-85 «Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ», в соответствии с которыми:

1. Разрабатываемые предпроектные материалы, проекты строительства и реконструкции водохранилищ подлежат обязательному согласованию с органами государственного санитарного надзора.

2. Мероприятия по подготовке ложа водохранилища и санитарные попуски составляются с учетом необходимых инженерных изысканий расчетов, вариантных проработок в ТЭО (ТЭР), в проектах строительства водохранилищ.

3. Работы по санитарной подготовке ложа водохранилища должны быть закончены не позднее, чем за один весенне-летний сезон до начала заполнения водохранилища.

4. Требования к переносу и инженерной защите населенных пунктов, предприятий, зданий и сооружений.

Создание водохранилища влечет за собой необходимость в переселении жителей из зоны затопления.

На территории населенных пунктов, полностью или частично выносимых из зоны затопления, подлежат удалению мосты, телеграфные столбы, фундаменты и другие сооружения.

Оставшийся строительный мусор, солома, гнилая древесина и др. сжигаются на месте.

Металлический лом собирается и вывозится за пределы территории зоны санитарной очистки.

Выгреба уборных после вывоза отходов дезинфицируются сухими препаратами ДТС КГ или хлорной известью и засыпаются чистым грунтом.

Нечистоты из уборных, бытовые отбросы вывозятся за пределы территории зоны санитарной очистки.

Очистные канализационные сооружения, свалки, поля ассенизации, орошения и фильтрации, попадающие в зону санитарной очистки, подлежат закрытию.

Навоз, навозные стоки и мусор животноводческих объектов обеззараживаются, после чего вывозятся на сельскохозяйственные поля.

Почва животноводческих помещений, загонов прожигается с применением горючих материалов или орошается растворами двурети основной соли гипохлорита кальция или хлорной извести, содержащей не менее 5% активного хлора, после чего слой почвы глубиной до чистого вывозится за пределы территории затопления и закапывается на территории скотомогильника на глубину не менее 2м.

Основные мероприятия по охране окружающей среды в данный период:

1 Организационные

1.1 Разработка и утверждение проектов нормативов предельно-допустимых выбросов в атмосферный воздух (ПДВ) ;

1.2 Разработка и утверждение проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение (ПНООЛР);

1.3 Разработка, согласование и утверждение нормативов допустимых сбросов (НДС) веществ и микроорганизмов в водные объекты;

1.4 Получение разрешений на выброс загрязняющих веществ в атмосферный воздух;

1.5 Получение разрешений на сброс загрязняющих веществ в водные объекты;

1.6 Оформление Решения о предоставлении водного объекта в пользование в целях сброса сточных или дренажных вод;

1.7 Расчет и своевременное внесение платы за негативное воздействие на окружающую среду;

1.8 Организация и проведение производственного экологического контроля.

2 Санитарно- технические

2.1 Раздельное накопление опасных отходов по видам отходов и классам опасности;

2.2 Размещение отходов на специализированных и оборудованных в соответствии с требованиями законодательства полигонах ;

2.3 Передача на использование лома черных и цветных металлов, отходов кабельной продукции;

2.4 Передача отработанных масел на обезвреживание специализированной организации;

2.5 Учет образования, использования, передачи отходов с регистрацией в журналах;

2.6 Организация контроля за соблюдением установленных нормативов ПДВ;

2.7 Организация и осуществление контроля качества сточных, дренажных и природных поверхностных вод;

2.8 Соблюдение режима хозяйствования в водоохранной зоне;

2.9 Передача хозяйственно бытовых сточных вод специализированной организации на обезвреживание;

2.10 Организация стоянок автотранспорта в специально- оборудованных местах, имеющих твердое покрытие.

7.5.3 Отходы, образующиеся при строительстве

В связи с тем, что в период строительства будет выполняться большой объем строительно-монтажных работ, при этом будет образовываться большое количество отходов, в том числе:

Лом бетонных изделий, отходы бетона в кусковой форме.

Код отходов по ФККО – 2014 8 22 201 01 21 5.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.1)$$

где N - объем бетонных работ, м³ (622774 м³);

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,8\%$);

ρ - плотность бетона, т/м³ ($\rho = 2,5$ т/м³).

$$M = \frac{622774 \cdot 1,8}{100\%} \cdot 2,5 = 28023 \text{ т}$$

Лом и отходы, содержащие незагрязненные черные металлы в виде изделий, кусков, несортированные.

Код отходов по ФККО – 2014 4 61 010 01 20 5.

Удельный норматив образования отходов принимается в соответствии с Приложением к сборнику Типовых норм потерь материальных ресурсов в строительстве (дополнение к РДС 82-202-96) Москва, Госстрой России, 1988г., таблица 4, норма образования отходов арматуры составляет 1,0 %.

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} \cdot \rho, \quad (7.2)$$

где N - количество арматуры, т (95 т);

q - удельный норматив образования, % ($q = 1,0\%$);

ρ - удельный вес арматуры, т/м³ ($\rho = 2,0$ т/м³).

$$M = \frac{N \cdot q}{100\%} = \frac{95 \cdot 1,0}{100\%} \cdot 2,0 = 1,9 \text{ т}$$

Таким образом в результате строительства будет образовано 28023 т лома бетонных изделий (отходы бетона в кусковой форме), 1,9 т отходов черных металлов в виде изделий, кусков. Отходы бетона должны быть вывезены на захоронение на специализированный полигон. Отходы черного металла должны быть переданы специализированной организации, имеющей лицензию на заготовку лома черных металлов в целях дальнейшей переплавки, так как черный металл является вторичным ресурсом.

7.5.4 Мероприятия по обеспечению охраны окружающей среды в период эксплуатации

В период эксплуатации Пудожского ГУ воздействие на окружающую среду будет оказываться:

1. Сбросом сточных (дренажных, дождевых и талых) вод;
2. Выбросами в атмосферу от: периодического опробования дизель-генераторов, сварочных и окрасочных работ, проводимых в период текущих и капитальных ремонтов;
3. Образованием отходов при эксплуатации, техобслуживании и текущих капитальных ремонтах оборудования, производственных зданий и сооружений;
4. На среду обитания населения близлежащих населенных пунктов, связанные с процессом строительства и эксплуатации ГЭС и состоянием гидротехнических сооружений.

В период эксплуатации ГЭС основными мероприятиями по охране окружающей среды являются:

1. Регулирование водным режимом водотока;
2. Очистка воды, сбрасываемой в водные объекты;
3. Обеспечение условия непопадания масел и других загрязняющих веществ в водный объект;
4. При проведении ремонтов должно обеспечиваться непопадание загрязняющих веществ в водные объекты.

8 Техничко-экономические показатели строительства ГЭС

Основной продукцией Пудожской ГЭС является электроэнергия и мощность. Посредством технико-экономических показателей рассчитаем экономическую целесообразность строительства ГЭС.

8.1 Оценка объемов реализации электроэнергии

С учетом плана реализации проекта строительства Пудожской ГЭС, величины установленной мощности, и числа часов использования установленной мощности, проведем оценку реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации Пудожского гидроузла на реке Водла.

Данные представлены в таблице 8.1.

Проектирование ГЭС предполагает выполнение определенных этапов, начиная от земляных работ и заканчивая установкой оборудования.

Таблица 8.1 – Оценка объемов реализации электроэнергии в первые годы эксплуатации

Наименование показателя	Единица измерения	Год реализации проекта				
		2020	2021	2022	2023	2024
Установленная мощность	МВт	319	319	319	319	319
Число часов использования установленной мощности	Часы	6 800	6 800	6 800	6 800	6 800
Выработка электроэнергии	МВт*ч	2169 200	2169 200	2169 200	2169 200	2169 200
Расход электроэнергии на собственные нужды	%	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Расход электроэнергии на собственные нужды	МВт*ч	32 538	32 538	32 538	32 538	32 538
Объем реализации электроэнергии	МВт*ч	2136662	2136662	2136662	2136662	2136662
Тариф на электроэнергию	руб/ МВт*ч	1 069	1 100	1 128	1 219	1 253
Выручка от реализации электроэнергии	млн.руб.	228,4	235,0	241,0	260,5	267,7
НДС к выручке	млн.руб.	38,1	39,2	40,2	43,4	44,6

Выручка от реализации электроэнергии в размере 441,43 млн. рублей наблюдается после семи лет от начала строительных работ объекта. Выручка растёт, так как растут тарифы на электроэнергию, согласно «Единым сценарным условиям ПАО «РусГидро» на (2017-2042 гг.). В сложившейся

экономической ситуации в стране и государственной программы импортозамещения это хороший стимул для начала строительства новой гидроэлектростанции.

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании Приложения к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 – «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.» – с учетом реализованной электроэнергии.

Единые сценарные условия предназначены для унификации исходной информации в целях обеспечения единого подхода при формировании прогнозных документов на среднесрочный и долгосрочный горизонт планирования всеми структурными подразделениями ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ПАО «РусГидро», дочерними и зависимыми обществами ДЗО ПАО «РусГидро».

Единые сценарные условия представляют собой перечень наиболее значимых показателей, а также условий и допущений, необходимых для подготовки расчетов в рамках формирования прогнозных документов на среднесрочную и долгосрочную перспективу, включая проведение расчета параметров экономической эффективности инвестиционных проектов.

Затраты, необходимые для создания продукции, называются текущими расходами, это денежные средства, необходимые для организации производственного процесса и создания продукции, работ или услуг.

Себестоимость продукции непосредственно зависит от текущих расходов предприятия, так как характеризует величину затрат, приходящихся на единицу продукции. Очевидно, что все факторы, влияющие на формирование расходов, оказывают непосредственное влияние и на себестоимость продукции.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления определяются по каждому виду актива, в соответствии с рассчитанной нормой амортизации.

Расходы по страхованию имущества принимаются в размере (от суммы восстановительной стоимости имущества объектов основных средств и объектов незавершенного строительства, определенной для целей страхования, с учетом прироста балансовой стоимости основных средств незавершенного строительства за истекший период от даты последнего определения восстановительной стоимости): 0,08%.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяются в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Эксплуатационные расходы представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Сумма, млн.руб.
Расходы на оплату труда	255,2	81,4
Прочие	274,0	87,4
Итого по ГЭС		168,8

Отчисления на ремонт основных производственных фондов определяются исходя из величины их стоимости, удельные значения расходов на ремонт в процентах, представлены в таблице 8.3.

Таблице 8.3 – Удельные значения расходов на ремонт

Установленная мощность, МВт	Этапы жизненного цикла проекта, лет			
	от 1 до 5	от 6 до 15	от 16 до 25	свыше 25
319	0,06	0,09	0,14	0,20

Рассчитываем услуги регулирующих организаций исходя из ставок в соответствии единым сценарным условием РусГидро. Результат представлен в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, млн. руб.
ОАО «СО-ЕЭС»	135,38 тыс.руб/МВт	43,19
АО АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб/МВт·ч	2,38
АО ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб/МВт·ч	0,69
Итого		46,26

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Водла составляет 4,8 руб.

Сумма капитальных вложений по ГУ:

Сумма КВ = $N_{уст} \cdot (1\ 000 - 2\ 000)$ \$

КВ = $319\ 000 \cdot 105\ 000 = 33\ 495\ 000\ 000$ руб.

На создание ГТС 80% от суммы КВ: 26 796 000 000 руб.

На приобретение и монтаж оборудования 20% от суммы КВ:

6 699 000 000 руб.

Анализ денежных потоков (cash flow)

Изменение суммы cash flow проекта с указанием укрупнённых этапов строительства показан на рисунке 8.1.



Рисунок 8.1 – Изменение суммы cash flow проекта, млн. руб.

На основании построенного графика делаем вывод, что доходность предприятия начнётся в 2027 году.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
Амортизационные отчисления, млн.руб.	155	165	165	166	173
Расходы на страхование, млн.руб.	3	3	3	3	3
Эксплуатационные затраты, млн.руб.	169	169	169	169	169
Расходы на ремонт производственных фондов, млн.руб.	2	2	2	2	3
Расходы на услуги регулирующих компаний, млн.руб.	46	46	46	46	46
Налог на воду, млн.руб.	10	10	10	10	10
Итого, млн.руб.	386	396	396	397	404

Для большей наглядности текущие затраты по гидроузлу представлены в виде диаграммы на рисунке 8.2.

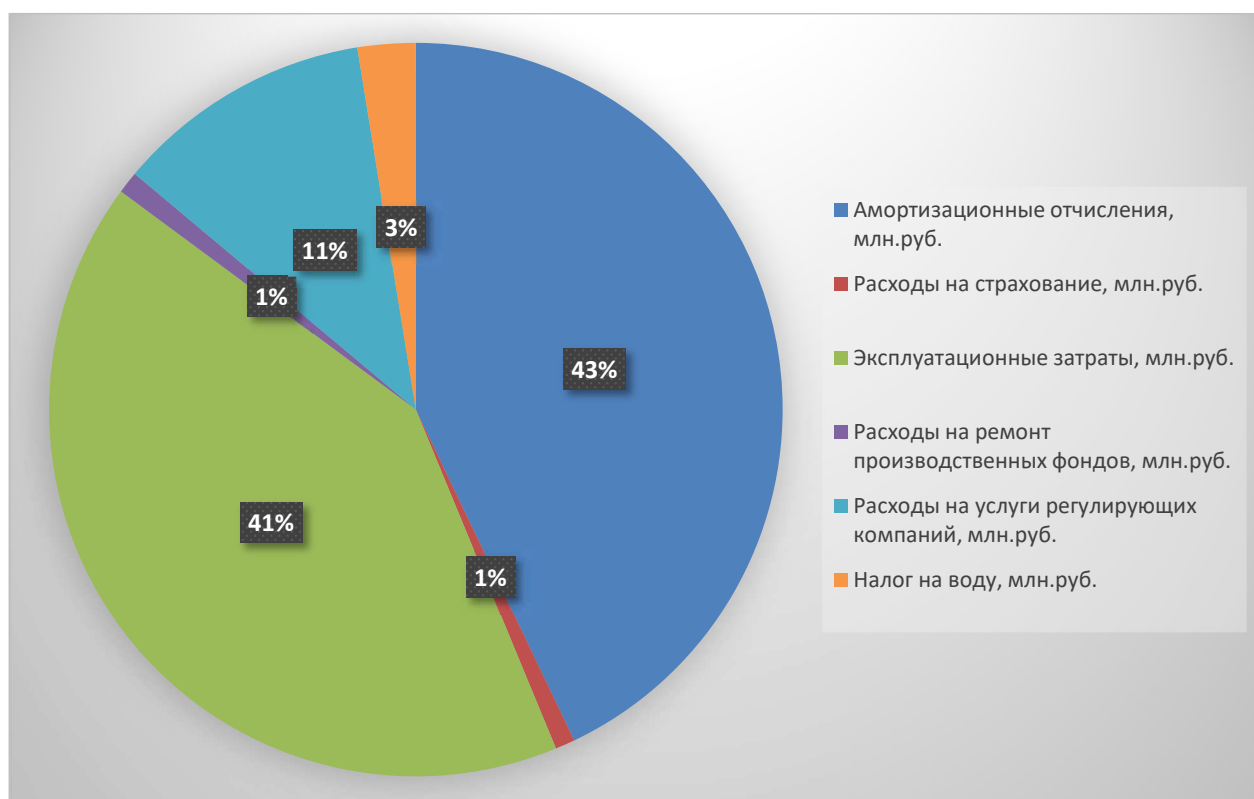


Рисунок 8.2– Структура текущих затрат по гидроузлу, %

Наибольшую долю затрат занимают эксплуатационные затраты и амортизационные отчисления, потому что для надёжного и стабильного производства необходимо обеспечение работоспособного состояния основного оборудования и его текущее обслуживание.

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым Кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 20%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Налоговые расходы в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта		
	2027	2028	2029
Налог на прибыль, млн.руб.	584	611	633
НДС, млн.руб.	48,0	49,1	50,0
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	9,5	7,1	3,6
Налог на имущество, млн.руб.	62,1	30,2	3,3
Итого, млн.руб.	704	698	690

Сумма налогов на прибыль от продажи электроэнергии растёт, так как растёт выручка по годам в соответствии с ценами из «Единых сценарных условий ПАО «РусГидро».

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации электроэнергии и мощности

Прибыль – это разница между доходами генерирующей компании и её расходами. Доход формируется преимущественно от реализации электроэнергии и мощности, а расходы – это затраченные средства на текущие расходы по гидроузлу и налоговые расходы. Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта		
	2027	2028	2029
Выручка (нетто), млн.руб.	3 263	3 338	3 397
Текущие расходы, млн.руб.	343	283	232
EBITDA (валовая прибыль), млн.руб.	2 920	3 055	3 166
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	584	611	633
NOPAT (чистая прибыль), млн.руб.	2 336	2 444	2 532
Ставка налога на прибыль, %	20	20	20

С 2027 года начинается производство электроэнергии и мощности, и компания получает прибыль.

Построим график чистой прибыли от проекта в первые годы эксплуатации проекта, рисунок 8.3.

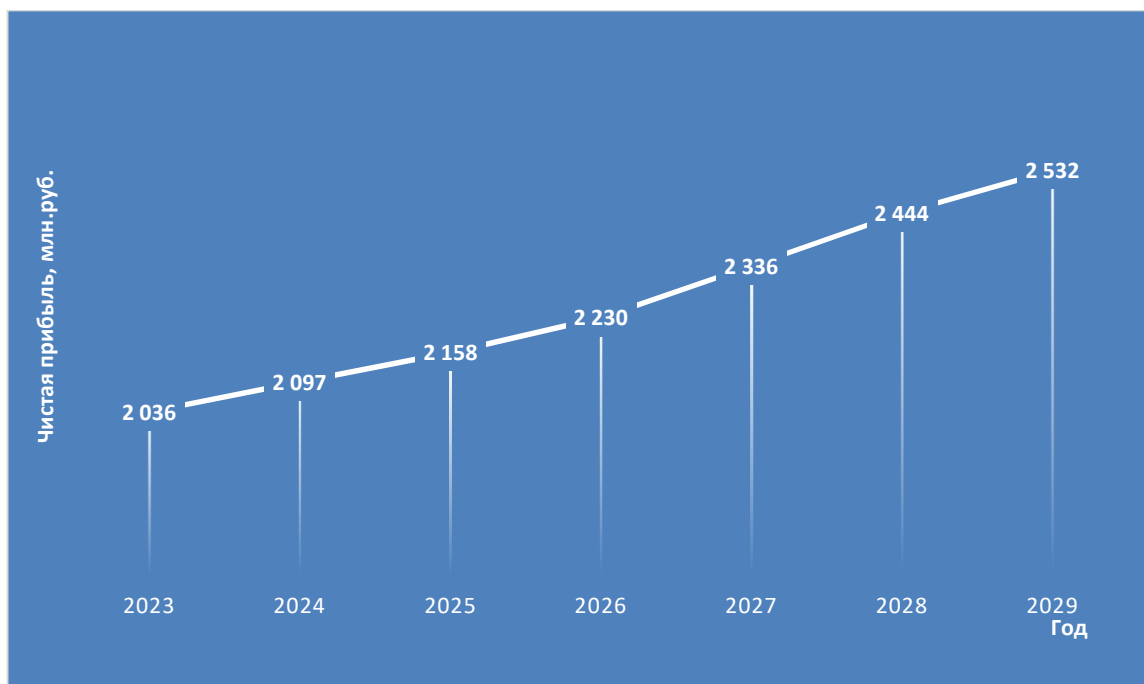


Рисунок 8.3 – Чистая прибыль, млн. руб.

Сумма прибыли с каждым годом эксплуатации ГЭС увеличивается, так как увеличиваются тарифы на электроэнергию и мощность, согласно «Единым сценарным условиям ПАО «РусГидро» на (2017-2042 гг.) от 16.01.2017 № 9.

8.5 Оценка инвестиционного проекта

Главной целью оценки инвестиционного проекта является определение целесообразности реализации проекта, с учетом условий Заказчика (Приложение к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.)).

8.5.1 Методология, исходные данные

Целью оценки является определение показателей эффективности проекта, к таким показателям относятся:

1. Чистый, дисконтированный доход
2. Индекс прибыльности
3. Срок окупаемости

Расчёт показателей эффективности проекта выполняется в соответствии с:

а) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике», утвержденных приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 07.02.2000г. № 54 на основании Заключения Главгосэкспертизы России от 26.05.1999г. №24-16-1/20-113;

б) «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО», Москва, 2008 г., утвержденными РАО «ЕЭС России» от 31.03.2008г № 155 и Главгосэкспертизой России от 26.05.99г. №24-16-1/20-113.

в) Приложения к приказу ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.».

Для целей оценки эффективности инвестиционного проекта принимаются следующие предпосылки:

- 1) Период прогнозирования для Пудожской ГЭС составляет 23 года, в соответствии со сроком службы основного оборудования.
- 2) Используемая при оценке эффективности информация отражает экономическую ситуацию, сложившуюся на 1 кв. 2020 года.
- 3) Предполагается, что в течение прогнозного периода не будет происходить глобальных изменений в экономической ситуации, существующих правил и законов.

8.5.2 Коммерческая эффективность

Цель проведения расчёта коммерческой эффективности проекта является расчёт показателей, которые представлены в таблице 8.8.

Таблица 8.8 – Показатели эффективности реализации проекта «Пудожской ГЭС на реке Водла»

Наименование	Значение
Ставка дисконтирования	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPВ, мес	87
Индекс прибыльности – PI, руб.	1,3
Себестоимость эл.энергии, руб/ кВт·ч	0,19
Удельные капиталовложения, руб/кВт	10 550

Показатели эффективности соответствуют нормам Методических рекомендаций по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов.

9 Установки и системы автоматического газового и порошкового пожаротушения, пожарной автоматики и сигнализации на проектируемых ГЭС и РУ

9.1 Назначение автоматического пожаротушения

Автоматическое пожаротушение это комплекс устройств, призванных обеспечивать общую пожаробезопасность зданий и сооружений. Его основное назначение состоит в предотвращении распространения пламени и вступлении в борьбу со стихией на самых ранних стадиях.

Автоматическая установка пожаротушения (АУПТ) – это установка пожаротушения, автоматически срабатывающая при превышении контролируемым фактором (факторами) пожара установленных пороговых значений в защищаемой зоне. Чаще всего она используется совместно с автоматической пожарной сигнализацией (АПС) и системой оповещения и управления эвакуацией (СОУЭ), а в совокупности вся эта система называется автоматической системой пожаротушения.

АУПТ должна обеспечивать:

- автоматическое обнаружение пожара;
- выполнение функции пожарной сигнализации;
- подачу управляющих сигналов на технические средства оповещения людей о пожаре и управления эвакуацией людей;
- подачу управляющих сигналов на технические средства управления инженерным и технологическим оборудованием;
- реализацию эффективных технологий пожаротушения, оптимальную инерционность, минимально вредное воздействие на защищаемое оборудование;
- срабатывание в течение времени, не превышающего длительности начальной стадии развития пожара (критического времени свободного развития пожара);
- задержку выпуска газового или порошкового огнетушащего вещества в защищаемое помещение при автоматическом и дистанционном пуске на время, необходимое для эвакуации из помещения людей, отключение вентиляции (кондиционирования и т.п.), закрытие заслонок (противопожарных клапанов и т.д.), но не менее 30 с от момента включения в помещении устройств оповещения об эвакуации;
- необходимую интенсивность подачи огнетушащего вещества;
- ликвидацию пожара или его локализацию в течение времени, необходимого для введения в действие оперативных сил и средств пожаротушения.

АУПТ должны быть обеспечены:

- расчетным количеством огнетушащего вещества, достаточным для ликвидации пожара в защищаемом помещении, здании или сооружении;

- устройством для контроля работоспособности установки; – устройством для оповещения людей о пожаре, а также дежурного персонала и (или) подразделения пожарной охраны о месте его возникновения;
- устройством для задержки подачи газовых и порошковых огнетушащих веществ на время, необходимое для эвакуации людей из помещения пожара;
- устройством для ручного пуска установки пожаротушения;

Автоматические системы пожаротушения (АСПТ) получили повсеместное распространение благодаря присущей им многофункциональности и уникальности. При обнаружении очага возгорания или малейшей угрозы появления пожароопасной ситуации, АСПТ посредством многочисленных датчиков направляет информацию на контрольный пульт и в кратчайший период времени осуществляет автоматическое тушение. АСПТ представляет собой многофункциональную систему, состоящую из целого комплекса алгоритмов: контроля состояния установленных датчиков, системы отслеживания температурного порога, включения световых сигнализаций и звукового оповещения, автоматического запуска системы пожаротушения. Основным преимуществом разработки и применения АСПТ является своевременное выявление пожара и способность самостоятельно устранить угрозу его возникновения. В роли огнетушащего вещества при этом выступают вода, пенные растворы, порошковые составы и различные газы (аргон, азот и инертные газы).

9.2 Классификация систем пожаротушения

- По конструктивному исполнению эти устройства могут быть:
 - агрегатными;
 - модульными;
 - дренчерными;
 - спринклерными.
- По способу тушения огня:
 - объемными, по площади;
 - локальными.
- По способу срабатывания (или запуска) установки:
 - ручные;
 - автоматические;
 - с разного рода приводами (электрический, гидравлический, пневматический, механический, комбинированный).
- По инерционности:
 - сверхбыстродействующие;
 - быстродействующие или небольшой инерционности;
 - средней инерционности;
 - повышенной.
- По продолжительности подачи огнетушащего вещества:
 - импульсного действия,

- *кратковременного,*
- *средней длительности*
- *длительного воздействия.*
- По типу вещества, применяемого для гашения пламени:
 - водяные;
 - пенные;
 - газовые
 - аэрозольные;
 - порошковые;
 - паровые.

9.3 Область применения автоматических установок

9.3.1 Газовые автоматические установки

При проектировании систем пожаротушения энергопредприятий применяются основные положения Свода правил СП 5.13130.2009 «Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические», согласно которым газовые автоматические установки применяются для:

- Ликвидации пожаров классов А, В, С по ГОСТ 27331 и электрооборудования (электроустановок под напряжением).
- Запрещается применение установок объемного углекислотного (CO₂) пожаротушения:
 - в помещениях, которые не могут быть покинуты людьми до начала работы установки;
 - помещениях с большим количеством людей (50 человек и более).
- Установки объемного пожаротушения (кроме установок азотного и аргонного пожаротушения) применяются для защиты помещений (оборудования), имеющих стационарные ограждающие конструкции.

Тушение пожара с помощью ГОТВ получило широкое распространение благодаря ряду преимуществ, в том числе:

- тушение пожара с помощью ГОТВ осуществляется по всему объему помещения;
- огнетушащие газосмеси не токсичны, химически инертны, при нагревании и контакте с горящими поверхностями не распадаются на ядовитые и агрессивные фракции;
- газовое пожаротушение практически не наносит вреда оборудованию и материальным ценностям;
- после окончания тушения ГОТВ легко удаляются из помещения простым проветриванием;
- применение ГОТВ обладает высокой скоростью тушения пожара.

Однако газовое пожаротушение имеет так же и некоторые недостатки:

- тушение пожара газом требует герметизации помещения;
- газовое пожаротушение малоэффективно в помещениях большого объема либо на открытом пространстве;
- хранение снаряженных газовых модулей и техническое обслуживание системы пожаротушения сопряжено с трудностями, которые сопутствуют хранению веществ под давлением;
- установки газового пожаротушения чувствительны к температурному режиму.

Если произойдет несанкционированный пуск такой системы или ее используют для тушения пожара, то на материальных ценностях воздействие газового огнетушащего вещества совершенно не отражается, что нельзя сказать об остальных огнетушащих веществах: пене, воде, аэрозоля или порошке. Все остатки газовых веществ удаляются через вентиляционные системы.

В связи с этим автоматическое газовое пожаротушение применяется в помещениях с телекоммуникационным и вычислительным оборудованием, различными приборами. А в архивах, серверах и помещениях с электроникой установка газового пожаротушения давно стала единственной возможностью обеспечить противопожарную защиту.

Классы пожаров по ГОСТ 27331, подлежащих ликвидации газами и порошковыми смесями:

- Класс А – горение твердых горючих материалов и веществ. При этом, если тлеет древесина, текстильные изделия или бумага, пожар относится к подклассу А1, а если горит не тлеющий материал, например пластмасса, – к подклассу А2.
- Класс В составляют легковоспламеняющиеся горючие жидкости: нерастворимые – подкласс В1, растворимые – В2.
- Класс С - относятся пожары, спровоцированные газами.

9.3.2 Порошковые автоматические установки

Применяются для:

- ликвидации пожаров классов А, В, С и электрооборудования (электроустановок под напряжением).
- в помещениях категории А (по СП 12.13130.2009 Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа, и (или) вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом, в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа) и Б (Горючие

пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа) по взрывопожароопасности и во взрывоопасных зонах допускается применение установок, получивших соответствующее свидетельство о взрывозащищенности электрооборудования.

- Запрещается применение установок:
 - в помещениях, которые не могут быть покинуты людьми до начала подачи огнетушащих порошков;
 - в помещениях с большим количеством людей (50 человек и более).
- Установки не должны применяться для тушения пожаров: - горючих материалов, склонных к самовозгоранию и тлению внутри объема вещества (древесные опилки, хлопок, травяная мука и др.); - пиррофорных веществ и материалов, склонных к тлению и горению без доступа воздуха.
- Установки могут применяться для тушения пожара на защищаемой площади, локального тушения на части площади или объема, тушения всего защищаемого объема;
- Огнетушащие порошки должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 53280.4. При этом для импульсных модулей порошкового пожаротушения параметр пробивного напряжения не учитывается.

В проекте на установку пожаротушения указывается, что персонал, осуществляющий периодическое посещение данных помещений, должен быть проинструктирован об опасных факторах для человека, возникающих при подаче порошка из модулей пожаротушения.

Применяемый в установках порошок не токсичен и не может причинить прямого вреда здоровью человека. Физический принцип тушения заключается в образовании порошкового облака, которое накрывает определённую площадь защищаемого помещения. При этом частицы порошка охлаждают поверхность, а газообразные продукты его термического разложения разбавляют горючую среду, препятствуя развитию пожара. Кроме того, образование порошкового облака в узких проходах или каналах имеет определённый огнезадерживающий эффект.

Автономные установки работают методом самосрабатывания. К корпусу подключаются тепловые, дымовые или инфракрасные датчики, подающие сигнал на включение.

Возможные причины внештатной сработки для автономных модулей:
скопление пыли в датчиках

- неправильно выставленная температура срабатывания
- нарушения связанные с периодичностью технического обслуживания (проводится не реже 1 раза в год).

Одновременно проводится перезарядка модулей порошкового пожаротушения. Связано это с тем, что состав ОТВ подвержен слеживанию.

Срок перезарядки может варьироваться в зависимости от обнаруженных неисправностей и значительного изменения веса баллонов со смесью (более 10%). Проверяется модуль одновременно с тестированием системы сигнализации.

Расчет аварийного запаса модулей высчитывается из учета общей охватываемой площади. К полученному результату необходимо добавить 10%. Учитывается направление распространения порошка, на которое может влиять наличие вентиляционных каналов, открывающихся дверей и т.д.

9.4 Предлагаемые технические решения, для проектируемой Пудожской ГЭС

При проектировании системы газового и порошкового пожаротушения должна учитываться «Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий» РД 153-34.0-49.101-2003.

Основные моменты руководящего документа, которые учитывались при проектировании пожаротушения ГЭС:

- В качестве огнетушащих веществ в стационарных установках пожаротушения энергетических предприятий следует применять:
 - Газовые составы - для подпольных пространств залов ЭВМ, СЦКУ и АСУ ТП (если кабели не покрыты огнезащитным составом), контейнеров с газовыми турбинами.
 - Порошковые составы - в модульных установках автоматического пожаротушения для тушения агрегатов дизельных электростанций.
- Пожарные извещатели должны выбираться из условия раннего обнаружения пожара, окружающей среды их установки;
- Автоматический пуск установки пожаротушения должен дублироваться дистанционным включением (отключением) дежурным персоналом со щитов управления (с ГЩУ на ГЭС);
- Все световые и звуковые сигналы пожарной автоматики должны быть четкими и отличаться от других систем технологической сигнализации щита управления.
- По надежности электроснабжения - относится к приемникам электрической энергии первой категории;
- Обеспечиваться электропитанием от аккумуляторной батареи в течение 0,5 ч.
- Должна быть предусмотрена система оповещения о пожаре. Для оповещения о пожаре может использоваться поисковая громкоговорящая связь энергопредприятия.
- Система оповещения должна работать в течение всего расчетного времени эвакуации персонала.

Таким образом, на проектируемой Пудожской ГЭС систему газового пожаротушения целесообразно будет применять для обнаружения и тушения

возгораний внутри технологических помещений с повышенной пожароопасностью (релейного щита, щита АСУ ТП и связи) в здании КРУЭ-220 кВ. Для защиты персонала, производственная деятельность которого будет связана с выполнением работы в защищаемых АУПТ помещениях, будут учтены требования по оснащению данных помещений СИЗОД (Средствами индивидуальной защиты органов дыхания). СИЗОД обеспечат безопасность людей в течение времени действия опасных факторов пожара, по пути эвакуации, но не менее 20 минут.

Установкой газового пожаротушения будут защищаться следующие помещения КРУЭ:

- помещение релейного щита Р;
- помещение щитовых устройств АСУ ТП;
- помещение щитовых устройств связи.

Подача газа в защищаемые помещения осуществляется от станции газового пожаротушения, расположенной на 1 этаже **КРУ** через соответствующие распределительные устройства (РУ1, РУ2, РУ3), открытие которых происходит электропневматическим способом (при наличии давления от побудительного баллона с сжатым воздухом и появлении разрешающего электрического сигнала от системы автоматики пожаротушения).

Далее через распределительные трубопроводы и выпускные насадки газ поступает в защищаемое помещение и **объемным способом** (создаёт в помещении среду с пониженным содержанием кислорода) осуществляется тушение возгораний. Необходимый запас огнетушащего вещества будет содержаться в баллонах находящихся на станции газового тушения, где имеются баллоны *основного запаса газа и баллоны резерва*.

Баллоны основного запаса газа используются при автоматическом тушении возгораний в защищаемых помещениях, резервные - при запуске газового пожаротушения с ЦПУ

Установкой порошкового пожаротушения будут защищаться:

- помещение Дизель-Генераторной Установки.

По конструкции будут использоваться модульные установки, в которых огнетушащий порошок хранится в специальных модулях, имеющих в составе устройство запуска (как правило, электрический пиропатрон), и баллон со сжатым газом, который в случае активации распыляет порошок, образуя облако. Количество порошковых модулей и их тип определяется площадью и особенностями защищаемого помещения.

Запуск автоматических установок газового и порошкового пожаротушения будет производиться по сигналу системы пожарной сигнализации. Это возможно с использованием в пожарной сигнализации адресно-аналоговых извещателей, обеспечивающих качественно более высокий уровень достоверности обнаружения возгорания и защиты от ложных срабатываний.

9.5 Характеристика объекта защиты

Пудожская ГЭС на реке Водла.

Адрес: Россия. Республика Карелия, 12 км от города Пудож.

Защите АУГП подлежит помещение релейного щита Р; помещение щитовых устройств АСУ ТП;

Защите АУПП подлежит помещение ДГУ на левобережной пристанционной площадке.

Особые условия:

Сейсмичность района расположения сооружений Пудожской ГЭС составляет 8 баллов.

КРУЭ – 220 кВ. располагается на левобережной пристанционной площадке с размерами в плане 50*70 м. ДГУ с размерами 5*6 м. располагается между СПК и КРУЭ-220.

Корпус СПК имеет цокольный этаж и технологические подвалы. Здание СПК имеет связь с помещениями блока монтажной площадки и помещением КРУЭ через подземные кабельные галереи и технологические коридоры. Характеристика защищаемых помещений представлена в таблице 9.1

Таблица 9.1 - Характеристики защищаемых помещений

Наименование помещения	Площадь, м ²	Высота, м	Объём, м ³	Минимальная температура, С°
Помещение щита Р	35	3	105	+10
Помещение АСУ ТП	30	3	90	+10
Помещение связи АТС	10	3	33	+10
Помещение ДГУ	58	3,6	209	+10

9.6 Газовые и порошковые огнетушащие вещества, выбор вещества

В настоящий момент действующие в РФ нормативные документы допускают применение газовых огнетушащих составов на основе углекислого газа, азота, аргона инергена, шестифтористой серы, а также хладона 227, хладона 23, хладона 125 и хладона 218. По принципу действия все ГОТВ можно разделить на две группы:

Деоксиданты (вытеснители кислорода) – вещества, создающие вокруг очага горения концентрированное облако, препятствующее притоку кислорода и «удушающее» таким образом очаг возгорания. К этой группе относятся ГОТВ на основе углекислоты, азота, аргона и инергена.

Ингибиторы (подавители горения) – вещества, вступающие с горящими веществами в химические реакции, отнимающие энергию у процесса горения.

В электроустановках применяются ГОТВ согласно СП5.13130.2009, указанные в таблице 9.2

Таблица 9.2 Газовые огнетушащие вещества

Сжиженные газы	Сжатые газы
Двуокись углерода (CO ₂)	Азот (N ₂)
Хладон 23 (CF ₃ H)	Аргон (Ar)
Хладон 125 (C ₂ F ₅ H)	Инерген:
Хладон 218 (C ₃ F ₈)	азот - 52% (об.)
Хладон 227ea (C ₃ F ₇ H)	аргон - 40% (об.)

В качестве газа-вытеснителя следует применять азот, технические характеристики которого соответствуют ГОСТ 9293-74. Допускается использовать воздух, для которого точка росы должна быть не выше минус 40°С.

При проектировании системы газового пожаротушения, на Пудожской ГЭС, выбираем газ Хладон 125 (HFC-125). Модуль состоит из баллона и запорно-пускового устройства, обеспечивающего хранение и выпуск газа, манометра и защитного колпака для транспортировки.

Газовое пожаротушение в серверной должно применять вещество, которое не будет влиять на работу электроники, не вызовет коррозию на оборудовании, а последствия его использования быстро устранятся. Более всего этим требованиям соответствует газ хладон. Этот газ считается безопасным для здоровья людей, обладает высокой термической стабильностью и легко переносит перепады температур. Высокая термическая стабильность хладона 125 позволяет применять его для тушения пожаров тлеющих материалов, т.к. при температуре тления (обычно около 450° С) терморазложение практически не происходит.

Газовый огнетушащий состав Хладон 125, является химическим ингибитором горения. Механизм пожаротушения хладонами заключается в основном в воздействии этого газового огнетушащего вещества на разрыв радикальных связей физико-химической цепной реакции горения, в подавлении «активных центров» этой реакции и создании негорючей среды в защищаемом объеме. Газовый огнетушащий состав Хладон 125 не оказывает влияние на озоновый слой, является экологически безопасным, не оказывает влияния на предметы интерьера, электротехническое оборудование и материальные ценности.

После применения газа в помещении можно дышать на протяжении пяти минут, за этот период люди успевают эвакуироваться из задымленного помещения. В настоящий момент хладон 125 является достаточно распространенным газом, предназначенным для пожаротушения.

Таким образом, этот газ фактически безопасен для людей, т.к. огнетушащие концентрации по хладонам на порядок меньше смертельных концентраций при длительности воздействия до 4 часов. Термическому разложению подвергается примерно 5% массы хладона, поданного на тушение пожара, поэтому токсичность среды, образующейся при тушении пожара

хладонами, будет намного ниже токсичности продуктов пиролиза и разложения.

Применение и свойства Хладон 125:

- для защиты помещений без постоянного пребывания людей;
- озонобезопасен, не разрушает озоновый слой, озоноразрушающий потенциал (ODP) = 0;
- остаточная концентрация кислорода после выпуска ГОТВ составляет 18 – 19 %, что обеспечивает свободное дыхание человека;
- выпуск хладона 125 производится в течение 10 секунд;
- контроль давления в модуле осуществляется по манометру;
- высокий показатель отношения качество/цена;
- входит в перечень газов, рекомендованных к применению на территории РФ - по Своду правил СП 5.13130.2009 и НПБ 88-2001.

Согласно НПБ 88-2001, 7.7. В качестве газа-вытеснителя следует применять воздух или азот, для которых точка росы должна быть не выше минус 40 С°.

При проектировании пожаротушения был выбран огнетушащий газ «Хладон 125», в качестве газа вытеснителя Азот по ГОСТ 9293-74.

В качестве модуля порошкового пожаротушения будет использоваться Эпотос Буран – 8У взрывозащищённый – это модуль потолочного крепления для помещений с высотой потолка от 2,5 до 6 м во взрывозащищённом исполнении для локализации и тушения пожаров класса А, В, С, а также пожаров возникающих в электрооборудовании без ограничения величины напряжения, согласно требованиям п. 9.1.6 СП 5.13130.2009. с огнетушащим порошком Вексон-АВС 70 ТУ 2149-238-10968286-2011.

Предназначен для тушения пожаров классов:

А - *(твёрдые горючие вещества)*

В - *(жидкие вещества)*

С - *(газообразные вещества)*

Е - *(электроустановок, находящихся под напряжением до 8 кВ).*

Используется в модульных установках порошкового пожаротушения. Представляет собой дисперсную смесь минеральных солей с различными добавками, обеспечивающими текучесть, предотвращающими слеживание и комкование порошка. Применяется как в помещениях, так и на открытом воздухе, в переносных и передвижных огнетушителях, автоматических установках порошкового пожаротушения и пожарных автомобилях комбинированного и порошкового пожаротушения во всех климатических зонах при температуре окружающей среды от минус 50С до плюс 50С.

Преимущества:

- Универсальный огнетушащий порошок для тушения больших объемов и площадей
- Огнетушащие свойства, намного превышающие требованиям ГОСТ Р 53280.4-2009

- Обладает антислеживающими свойствами и виброустойчивостью
- Способность к водоотталкиванию, согласно установленной нормы по ГОСТ Р 53280.4-2009
- Экологически безопасен для человека и окружающей среды. Третий класс опасности.
- Срок хранения — 10 лет

При проектировании был выбран огнетушащий порошок Вексон-АВС 70 ТУ 2149-238-10968286-2011

9.7 Состав оборудования газового и порошкового пожаротушения Пудожской ГЭС

Определяясь с производителем систем пожаротушения, автоматики и сигнализации на Пудожской ГЭС было принято решение о выборе компании «СТАЛТ» — это современная компания с многолетним опытом работы, обладающая своими производственными мощностями с высоким уровнем технического и технологического обеспечения и огромным торговым потенциалом.

Вся система автоматического пожаротушения (АПТ) на Пудожской ГЭС запроектирована на базе оборудования фирмы «СТАЛТ». В частности используем центральный пульт «Посейдон-Н-ПТ0-Е», адресный прибор приемно-контрольный и управления пожарный (АППКУП) (ПУ-4) — центральное устройство системы, предназначен для построения пожарной сигнализации, управления работой систем противопожарной автоматики и отображения их состояния; оснащенность его четырьмя линиями RS-485 для подключения концентраторов различного назначения - водяное, газовое порошковое или пенное пожаротушение.

Также система пожаротушения учитывает установку сервера для регистрации всех сигналов и работы АПТ с возможностью подключения рабочих станций. Рабочая станция служит для облегчения работы с ПУ-4, снятия, постановки в дежурный режим АПТ, контроля системы и возможность пуска пожаротушения. Сервер и рабочая станция оснащены новейшим программным обеспечением, облегчающем работу персонала. Например, использованием графических планов схемы станции и возможность зрительно наблюдать состояние автоматики в оборудованных системой АПТ помещениях.

Для удобства работы оперативного персонала, включение и отключение системы пожаротушения, контроль над состоянием системы, и состоянием приборов и технических средств, принято решение о размещении на центральном пульте управления (ЦПУ), рабочей станции. Рабочая станция — это персональный компьютер с установленным программным обеспечением «СТАЛТ СВ», предназначен для автоматизации рабочего места оперативного персонала и наглядности контроля состояния автоматики АПТ.

В состав оборудования систем АУГП входят:

- станция газового пожаротушения;

- пульт управления (ПУ-4) типа «Посейдон-Н-ПТ4»;
- блоки управления пожарные (БУП) типа «Посейдон-Н-СБ-Г»;
- пульта управления автоматикой, кнопки дистанционного пуска, световые и звуковые извещатели.

Станция газового пожаротушения размещена в специальном помещении на 1 этаже ЗЩУ и имеет отдельный вход с улицы.

Станция состоит из:

- Баллонов основного запаса газа «Хладон-125» (10 шт.);
- Баллонов резерва газа «Хладон-125» (10 шт.);
- Распределительных устройств (РУ1, 2, 3) типа РУС-Ш (3 шт.);
- Сигнализаторов давления (СДУ1, 2, 3) типа PS10-2А (3 шт.);
- Модулей контроля и управления (АМВ и АМП1, АМП2) типа «Посейдон-Н-АМ(В)» и «Посейдон-Н-АМ(П)»;
- Баллона со сжатым воздухом (1 шт.).

В состав оборудования систем АУПП входят:

- Модуль порошкового пожаротушения Эпотос Буран – 8У взрывозащищённый (2шт);
- SLR-E3N – оптико-электронные дымовые извещатели
- блок управления пожарный (БУП) типа «Посейдон-Н-СБ-Г»;
- пульта управления автоматикой, кнопки дистанционного пуска, световые и звуковые извещатели.

9.8 Характеристики и назначения приборов

Пульт управления ПУ-4 («Посейдон-Н-ПТ4») расположен в шкафу на ЦПУ и предназначен для управления и контроля состояния установками пожаротушения.

На лицевой панели пульта имеются:

- жидкокристаллический дисплей - для отображения информации о работе систем пожаротушения;
- светодиодная индикация - для сигнализации изменений режима работы и появления неисправностей;
- кнопки управления режимами работы систем пожаротушения (Меню, ↑↓, ⇐, Ввод, Сброс, Откл. звука, цифровые от 0 до 9).

Пульт обеспечивает звуковую сигнализацию об изменении режимов и появлении неисправностей систем пожаротушения.

Блок управления пожарный БУП («Посейдон-Н-СБ-Г») установлен в каждом защищаемом помещении и обеспечивает:

- передачу сигналов от пожарных извещателей на пульт ПУ-4;
- формирование команд на ввод (вывод) автоматики газового пожаротушения в защищаемом помещении;
- дистанционный пуск газового пожаротушения от кнопки «У» установленной у входа в помещение;

- формирование звуковых и световых сигналов оповещения (С, Л1 и Л2) в защищаемых помещениях.

Дистанционный пуск с ЦПУ и от кнопки «У» осуществляется, как введенной, так и выведенной автоматике пожаротушения.

Наличие в БУПах встроенных аккумуляторов обеспечивает работоспособность блоков при отсутствии питания ~220 В в течение 24 часов в дежурном режиме и не менее 3 часов в режиме «Пожар».

Пожарные извещатели дымовые (И) типа SLR-E3N установлены в защищаемых помещениях на потолках и в пространстве двойных полов.

Пульты управления автоматикой (ПУА) установлены у входов в защищаемые помещения, с их предусмотрена возможность вывода (вода) автоматического пуска пожаротушения в соответствующем помещении с помощью механического ключа и кнопок «Откл.» и «Восстановить».

Адресуемый модуль с контролируемыми входами «Посейдон-Н-АМ(в)» предназначен для принятия следующих сигналов:

- для приёма информации по 8 программируемым входам с контролем входных электрических цепей на обрыв и короткое замыкание;
- для контроля состояния нормально разомкнутых (НР) и нормально замкнутых (НЗ) контактов;
- для приёма информации от автоматических (АПИ) и ручных (РПИ) пожарных извещателей;
- для приёма информации от сигнализаторов давления универсальных либо от датчиков веса, свидетельствующих об утечке огнетушащего вещества в дежурном режиме;
- для приёма информации от любых датчиков состояния внешнего оборудования с НР и НЗ контактами.
- с автоматическим контролем исправности на обрыв и короткое замыкание. АМ(в) является программно конфигурируемым прибором. Программирование модуля заключается в том, что в его энергонезависимую память закладываются алгоритмы обработки информации для каждого из 8 входных шлейфов.

Адресуемый модуль управления «Посейдон-Н-АМ(п)» предназначен для управления:

- запорно-пусковыми и распределительными устройствами автоматических установок газового пожаротушения с контролем электрических цепей управления на обрыв и короткое замыкание;
- пусковыми устройствами автоматических установок порошкового и аэрозольного пожаротушения с контролем электрических цепей управления на обрыв и короткое замыкание;
- световыми и звуковыми оповещателями с контролем цепей оповещения на обрыв и короткое замыкание.

Адресуемый модуль управления «Посейдон-Н-АМ(п)» имеет 8 программируемых выходов управления с контролем на обрыв и короткое замыкание.

Параметры выходных цепей:

- максимальный коммутируемый ток - 2,5 А;
- напряжение - 24 В.

Программируемые параметры:

- зона контроля;
- зоны активации;
- условие срабатывания;
- задержка срабатывания;
- длительность включения.

9.9 Структурная схема и описание работы АУГП и АУПП Пудожской ГЭС

При срабатывании в защищаемом помещении одного из точечных пожарных дымовых извещателей в системе автоматической установки пожаротушения, формируется сигнал «Пожар 1» и предупреждение в секционном блоке без пуска пожаротушения. Срабатывание двух дымовых датчиков или порога 2 сопровождается сигналом «Пожар 2». Затем включается звуковое оповещение и световое оповещение «Газ уходи!» либо «Порошок уходи», сигнализирующее персоналу о срабатывании пожарной сигнализации. Одновременно проходит сигнал на отключение вентиляции в данном помещении включением определенного реле в Посейдон-Н-АМ(р), запрограммированного на эту функцию. И отключением дизель-генератора при его работе и срабатывании сигнала «Пожар 2» в помещении ДГУ.

Затем проверяется отсутствие блокировки пуска и отсутствие отключения автоматического пуска. После чего начинается отсчет временной задержки до начала формирования импульсов автоматического пуска, предназначенной для эвакуации людей из помещения, отключения инженерных систем и т.д., но не менее 10 сек (норматив НПБ-88). И не более 30 сек для станции газового пожаротушения (норматив НПБ-88).

После окончания временной задержки формируется пусковой импульс на открытие электромагнитного клапана запорно-пускового устройства (ЗПУ) модуля газового пожаротушения. В случае централизованной установки (станция газового пожаротушения) для выдачи управляющего сигнала на открытие ЗПУ применяются адресуемые модули управления с потенциальными выходами Посейдон-Н-АМ(п).

Подача ГОТВ в защищаемые помещения осуществляется от станции газового пожаротушения через соответствующие распределительные устройства РУС-ш, открытие которых происходит электропневматическим способом (при наличии давления от побудительного баллона с сжатым

воздухом и появлении разрешающего электрического сигнала от системы автоматики пожаротушения).

Разрешающий электрический сигнал выдаётся от приборов «Посейдон-Н-АМ(П)», соответствующие выходы которых запрограммированы через пульт управления при помощи специального программного обеспечения.

Сигнал открывает электромагнитный клапан ЭМПС, расположенный на пусковом баллоне в модуле (рисунок 9.1), состоящем из числа баллонов, необходимых для тушения объема соответствующего помещения. При выходе газа из пускового баллона устройством пневмопуска У-П-С-60 происходит разовое открытие всех баллонов в данном модуле.

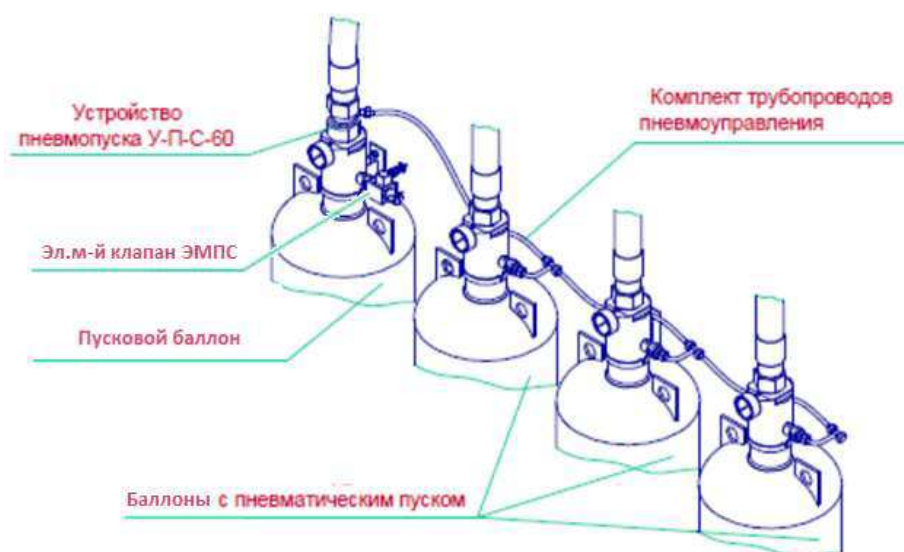


Рисунок 9.1 - Модуль газового пожаротушения

Каждому помещению соответствует свое устройство, запрограммированное и настроенное. Далее через распределительные трубопроводы и выпускные насадки газ поступает в защищаемое помещение и объемным способом (газ «Хладон-125» создаёт в защищаемом помещении среду с пониженным содержанием кислорода), вступая в реакцию с пламенем, осуществляется тушение возгораний.

Необходимый запас огнетушащего вещества содержится в баллонах, находящихся на станции газового тушения, где имеются баллон основного запаса газа и баллон резерва.

Баллоны основного запаса газа используются при автоматическом тушении возгораний в защищаемых помещениях, резервный - при запуске газового пожаротушения с центрального пульта управления.

На Пудожской ГЭС предусмотрена возможность автоматического и дистанционного пуска пожаротушения. В автоматическом режиме пуск пожаротушения запускается при срабатывании дымовых пожарных извещателей, установленных в защищаемом помещении. В дистанционном - с пульта управления или кнопки запуска. В качестве кнопки пуска используются ручные пожарные извещатели типа WCP3A-R000SF производства «SYSTEM

SENSOR», которые установлены снаружи помещения. Данные извещатели снабжены защитной крышкой PS 200, позволяющей опломбировать ручной извещатель в соответствии с требованиями СП 5.13130.2009 изм. 1.

Во время задержки пуска можно прервать автоматический пуск установки путем отключения режима автоматического пуска или блокировки пуска. В режиме отключения автоматического пуска отсчет задержки приостанавливается на весь период отключения автоматики. При восстановлении автоматики отсчет задержки продолжается.

В режиме «Блокировка» отсчет задержки пуска также приостанавливается. Для того чтобы отсчет задержки был продолжен, необходимо снять блокировку, а затем восстановить автоматику.

Также есть возможность пуска тушения без наличия электропитания или неисправности автоматики, механическим способом.

Запрещается вход в помещение, где осуществлён запуск газового или порошкового пожаротушения до окончания тушения пожара. После окончания пожаротушения в присутствии прибывших сотрудников пожарной службы убедиться в отсутствии горения; разблокировать вентиляцию с ПУ-4. Далее запускается вентиляция для удаления газов и дыма после действия АУГП и АУПП.

Структурная схема работы автоматических установок газового и порошкового пожаротушения представлена в приложении Р.

Делая вывод, необходимо отметить, что автоматическое пожаротушение является неотъемлемой частью организации работы Пудожского гидроузла. Вся сложность монтажа, эксплуатации, обслуживания и утилизации отходов от систем газового и порошкового пожаротушения окупается состоянием комплексной безопасности дорогостоящего технологического оборудования, безопасностью рабочего персонала и сохранностью человеческих жизней в чрезвычайных ситуациях. Эффективность работы газового и порошкового пожаротушения на объектах гидроэнергетики доказана по всему миру и используется уже не одно десятилетие. За это время удалось увеличить точность срабатывания используемых устройств и эффективность тушения пожара. В рамках программы импортозамещения и поддержания отечественного производителя запроектировано российское оборудование и программное обеспечение, отвечающее всем нормам и правилам рабочих документов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе рассчитаны и определены основные элементы и параметры Пудожского гидроузла на реке Водла, являющимся сооружением II класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для случаев: основного обеспеченностью 0,1 % и поверочного 0,01 % равных 7669 и 4669 м³/с соответственно.

В ходе водно-энергетических расчетов была рассчитана установленная мощность, равная 319 МВт и среднемноголетняя выработка 972 млн. кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

- максимальный – 39,0 м;
- расчетный – 31,5 м ;
- минимальный – 28,0 м.

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС, соответствующий расчетному напору, составляет 755 м³/с.

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ40а-В и ПЛ40б-В. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с четырьмя гидротурбинами ПЛ40б-В-630.

По справочным данным для выбранной турбины с синхронной частотой вращения 115,4 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-1070/145-52 с номинальной активной мощностью 100 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с одиночными блоками и принята схема распределительного устройства на 7 присоединений (4 блока, 3 отходящих воздушных линий) ОРУ 220 кВ – "две рабочие и обходная система шин". По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ–125000/220, трансформаторы общестанционных собственных нужд ТМН-4000, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 240/32.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ.

Компоновка гидроузла была принята русловая.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с отлетом струи – 45,00 м;
- глухая плотина, сопрягающая водосливную и станционную части – 18,00 м;
- станционная бетонная плотина – 138,6 м;
- правобережная бетонная плотина – 152,00 м;
- левобережная бетонная плотина – 160,00 м.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- ширина подошвы водосливной плотины – 30,0 м;
- отметка подошвы водосливной плотины – 53,0 м;
- число водосливных отверстий – 12;
- ширина водосливных отверстий в свету – 14 м;
- отметка гребня – 99,6 м;
- ширина гребня – 19,5 м.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основных сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,22 (нормативное значение для сооружений II класса – 1,2). Таким образом, плотина Пудожского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 7 лет 3 месяца;
- себестоимость – 0,19 руб/кВт·ч
- удельные капиталовложения – 10 550 руб./кВт.

Таким образом, строительство Пудожской ГЭС является обоснованным, в том числе с точки зрения экономических показателей.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск : СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), изд. 6,7, 2014г.
4. Методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы/ сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; СФУ; СШФ, 2015. – 88 с.
5. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири. ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://so-ups.ru/>
6. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
7. СТО «Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций». Утв. на заседании правления ОАО РАО «ЕЭС России» от 21.01.2008 №1805 Пр. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/NRG_system.pdf
8. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
9. СТО 59012820-29.20.30.003-2009 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – Введ. 20.12.2007 – Москва: ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 132 с.
10. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. – Введ. 16.06.2010 – Москва : ОАО «ФСК ЕЭС», 2010 – 128 с.
11. СТО 172302282.27.140.022-2008: Здания ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования.
12. ГОСТ 2.728-74 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические в электрических схемах. Резисторы, конденсаторы. - Введ. 01.07.1975. – Москва : Стандартинформ, 2010. – 12 с.
13. ГОСТ 56303-2014 Оперативно-диспетчерское управление нормальные схемы электрических соединений объектов электроэнергетики.
14. Толстихина Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электроэнергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие

для практических занятий/ Л.В. Толстихина.-Саяногорск: Сибирский федеральный ун-т; Саяно-Шушенский филиал, 2010.-180 с.

15. Киреева Э.А. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике: справочное издание; под общ. ред. С.Н. Шерстнева. – 2-е изд., стер. – М.: КНОРУС, 2013. – 864 с.

16. Каталог Паспортные данные гидрогенераторов [Электронный ресурс]. - режим доступа: www.online-electric.ru.

17. Гидротехнические сооружения: В Г46 1ч. Ч.1/Л.Н Рассказов, В.Г. Орехов и др.; Под ред. Л.Н. Рассказова.- М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2011г. – с.576.

18. Гидротехнические сооружения. Проектирование гидротехнических сооружений в составе гидроузла: методические указания по выполнению курсового проекта и выпускной квалификационной работы /сост. Т.А. Лыбина, Н.П. Ульянова, В.Б. Затеев. – Саяногорск; Черёмушки: Сибирский Федеральный Университет; Саяно-Шушенский филиал, 2016. – 64 с.

19. СП 58.13330.2012. Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – М.: ФГУП ЦПП, 2012.

20. СП 40.13330.2012 «Плотины бетонные и железобетонные». Актуализированная редакция СНиП 2.06.06-85. – М.: Минрегион России, 2012.

21. СП 38.13330.2012 «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения» Актуализированная редакция СНиП 2.06.04 – 82. – М.: Минрегион России, 2012.

22. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rushydro.ru/Tehnicheskaya-politika.pdf>

23. «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на (2017-2042 гг.) от 16.01.2017 № 9.

24. НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования». [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/document/1200016069>

25. СП 5.13130..2009 «Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила. [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://docs.cntd.ru/document/1200071148>

26. РД 153-34.0-49.101-2003 «Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий» [Электронный ресурс]. – Режим доступа :

27. РД 34.49.504-96 «Типовая инструкция по эксплуатации автоматических установок пожарной сигнализации на энергетических предприятиях» [Электронный ресурс]. – Режим доступа : <http://npopris.ru/wp-content/uploads/2015/03/РД-34.49.504-96.pdf>.

28. <https://online-electric.ru/dbase/gydrogen>.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Гидрологический ряд наблюдений р. Водла в створе Пудожской ГЭС
за период 1932-2012 гг

Таблица А.1 – Гидрологический ряд наблюдений р. Водла в створе Пудожской ГЭС за период 1932-2012 гг

Год	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
1932	100	150	220	432	4090	820	380	300	360	210	125	90
1933	130	140	175	365	2680	789	367	247	240	200	120	110
1934	105	130	145	280	1920	976	356	356	220	190	110	100
1935	110	145	180	300	4000	1234	345	389	200	210	150	85
1936	105	105	140	210	1020	4210	346	370	250	210	115	95
1937	130	135	170	245	555	2080	378	540	250	250	135	115
1938	130	150	180	210	4440	1144	368	256	310	180	170	120
1939	120	125	150	210	5540	1279	354	260	230	150	120	90
1940	130	180	200	240	2320	3468	389	356	280	190	110	100
1941	140	110	135	210	1770	987	410	245	200	160	100	95
1942	110	115	175	190	1930	2454	257	430	145	120	110	110
1943	95	105	100	110	440	1900	421	610	230	130	100	85
1944	130	145	180	360	4570	2468	314	270	250	200	155	115
1945	175	200	220	305	3010	1456	367	390	240	200	190	170
1946	120	130	135	154	2060	1609	353	326	205	210	150	125
1947	120	120	310	340	3480	1092	376	407	240	180	125	115
1948	90	95	105	140	1880	987	367	367	200	180	140	100
1949	110	115	140	230	640	2040	379	235	260	230	115	115
1950	185	190	190	210	2010	410	314	289	210	200	180	180
1951	155	170	200	210	595	4780	299	257	200	200	170	160
1952	150	150	175	440	3720	998	354	390	210	150	145	140
1953	140	145	150	145	980	2890	385	352	260	210	135	130
1954	145	150	180	185	4820	720	389	352	240	200	150	150
1955	165	165	175	190	825	5020	401	410	210	220	170	160
1956	105	100	150	250	2030	1056	387	325	300	200	110	105
1957	110	115	190	305	4090	1267	400	255	210	205	130	115
1958	180	180	205	310	780	5260	390	325	250	210	175	170
1959	95	110	220	380	6200	1560	360	250	215	170	140	95
1960	104	49	57	360	2449	2838	215	244	305	213	192	126
1961	49	96	71	421	1543	1026	392	277	157	206	103	84
1962	40	44	38	152	1597	1198	110	147	177	50	88	27
1963	140	58	112	474	2321	1917	345	398	294	217	92	126
1964	66	64	81	135	1245	775	198	227	260	58	59	56
1965	108	42	102	399	1003	1606	188	262	221	158	144	116

Продолжение приложения А

Продолжение таблицы А.1

Год	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
1966	40	38	64	245	1116	1002	244	158	246	84	70	47
1967	103	74	67	147	2167	2217	215	273	123	95	108	103
1968	38	52	66	195	905	1354	155	207	185	88	85	45
1969	56	36	81	132	733	1832	108	101	246	121	87	36
1970	88	90	70	266	1132	1690	150	262	341	176	109	62
1971	72	114	99	334	1253	2301	118	266	292	61	54	79
1972	40	104	123	350	2395	1911	270	135	249	124	52	124
1973	65	93	61	462	1797	2830	149	365	347	160	129	74
1974	153	122	75	216	1524	3641	258	339	421	266	97	115
1975	28	40	71	218	1187	879	250	113	160	76	59	58
1976	110	79	132	464	1984	3089	387	227	222	194	125	62
1977	93	70	86	372	2058	1564	164	177	252	196	101	81
1978	25	34	58	135	842	880	265	188	267	132	79	65
1979	108	99	46	266	1477	2495	217	191	277	124	84	44
1980	22	47	62	146	1168	565	196	218	156	50	87	21
1981	34	32	41	198	698	1124	70	90	69	102	28	54
1982	145	147	79	333	2351	1250	353	326	222	232	155	132
1983	31	61	53	162	1147	1002	122	177	157	82	63	48
1984	140	89	133	241	2441	1514	306	256	285	177	70	50
1985	56	40	65	225	1752	956	271	116	255	154	83	58
1986	102	81	77	229	1973	1865	226	225	171	78	54	54
1987	92	84	59	234	1938	2360	298	150	249	77	90	80
1988	127	102	101	288	1678	1864	285	367	242	84	168	42
1989	79	144	94	365	2241	3104	318	276	298	100	135	75
1990	31	59	32	224	1528	1540	95	154	244	102	102	60
1991	94	88	154	161	2509	2617	205	424	399	221	152	84
1992	50	34	24	192	1544	688	141	166	152	118	75	49
1993	68	92	89	257	826	934	170	293	315	82	55	91
1994	108	61	117	342	2438	1035	273	145	372	120	67	68
1995	32	14	41	58	902	1020	100	147	69	62	24	36
1996	60	21	56	205	576	1413	198	124	79	64	55	23
1997	61	33	35	211	1488	1097	259	234	240	49	104	65
1998	29	31	61	200	1152	1351	185	156	225	77	63	31
1999	145	84	75	175	3451	1431	199	411	465	101	83	146
2000	92	65	50	266	959	1687	321	227	394	82	74	76
2001	55	32	25	117	1110	923	212	139	225	112	54	27
2002	54	29	39	178	831	1234	104	82	134	97	56	37
2003	173	105	62	503	1901	2409	428	422	269	177	158	78
2004	24	60	40	107	742	1233	138	166	74	96	69	54
2005	38	36	75	231	763	1330	121	119	224	65	110	63
2006	66	38	64	153	1081	1276	201	130	131	37	61	51

Окончание приложения А

Окончание таблицы А.1

Год	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
2007	64	46	53	176	1087	1512	192	90	145	114	43	35
2008	103	55	129	350	2173	2998	368	355	241	158	68	83
2009	86	82	97	267	1382	2323	187	144	185	156	53	76
2010	84	70	65	93	1268	1839	189	174	279	87	40	28
2011	83	116	114	362	2726	2601	179	288	126	72	120	99
2012	88	67	54	268	3153	2509	184	387	323	96	74	69

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Геологический разрез реки Водла в створе Пудожской ГЭС

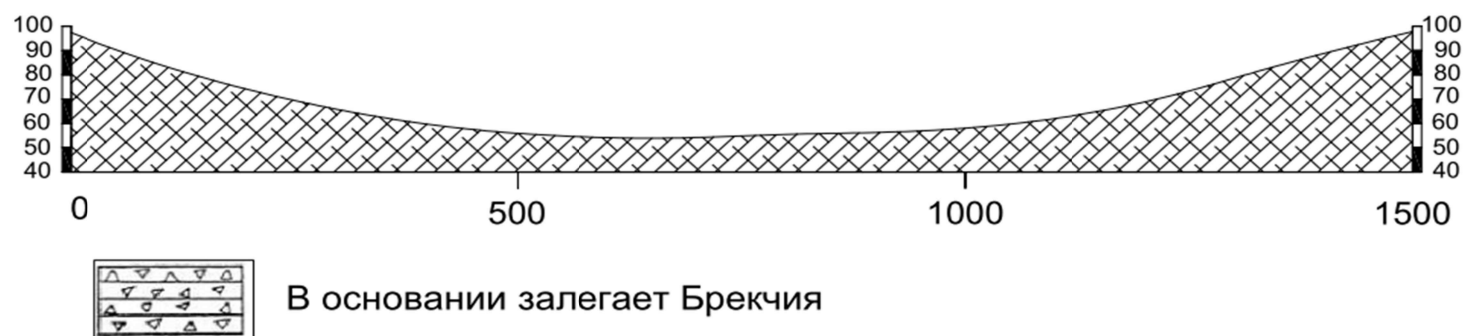


Рисунок Б.1 – Геологический разрез реки Водла в створе Пудожской ГЭС

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Суточный график нагрузки и ИКН зимнего периода

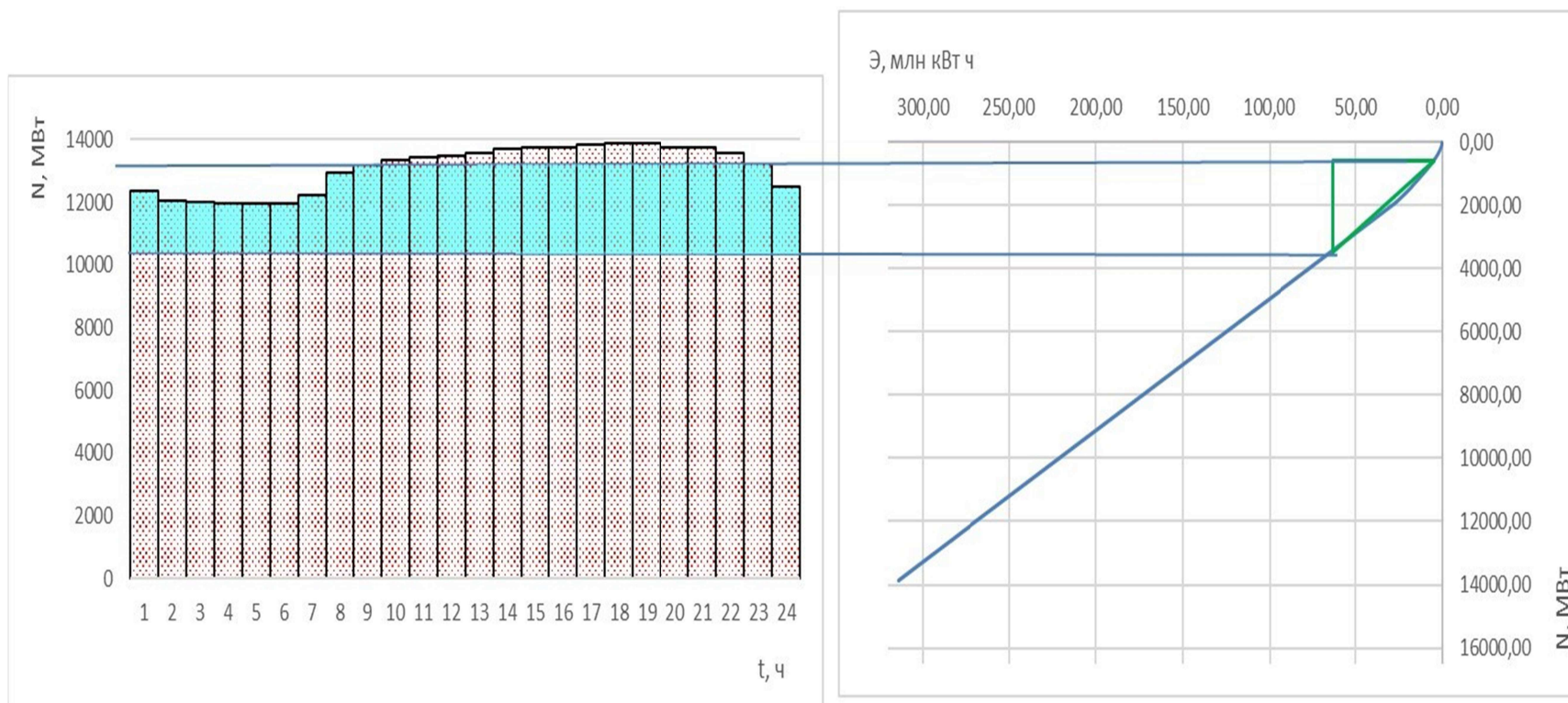


Рисунок В.1 – Суточный график нагрузки и ИКН зимнего периода

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Суточный график нагрузки и ИКН летнего периода

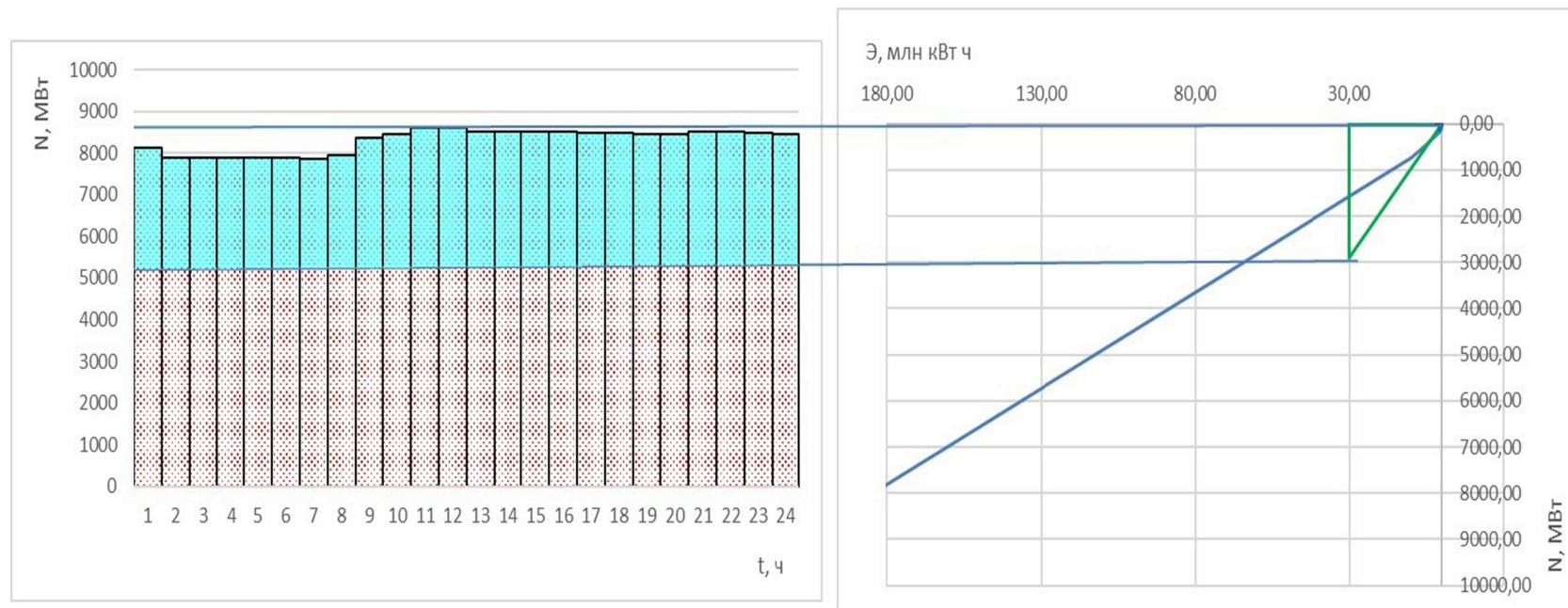


Рисунок Г.1 – Суточный график нагрузки и ИКН летнего периода

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

ГУХ турбины ПЛ40а-В. Зеленым цветом обозначена зона работы ПЛ40а-В-530, красным цветом ПЛ40а-В-630.

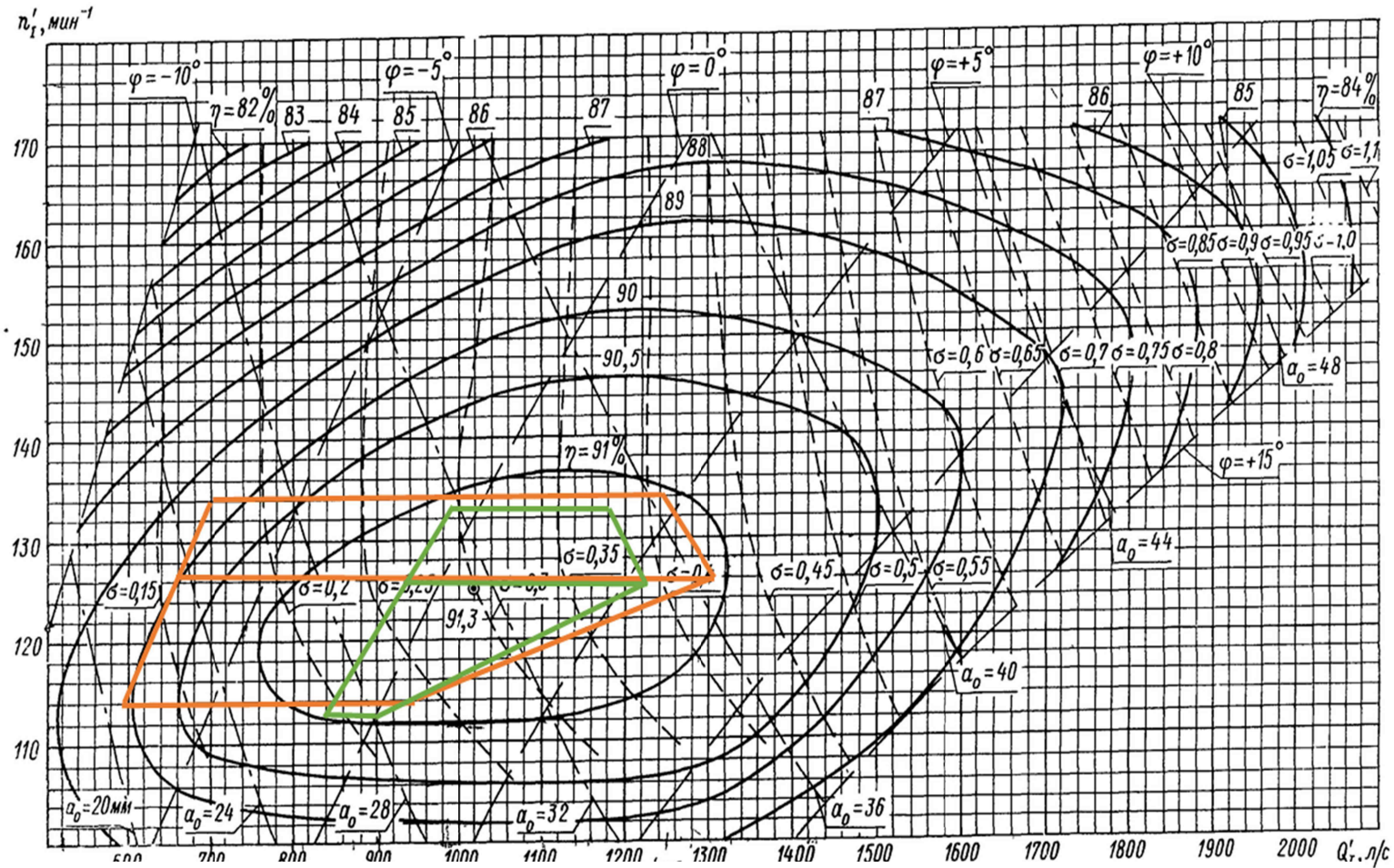


Рисунок Д.1 – Универсальная характеристика гидротурбин ПЛ40а-В

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

ГУХ турбины ПЛ406-В. Зеленым цветом обозначена зона работы ПЛ406-В-500, красным цветом ПЛ406-В-630

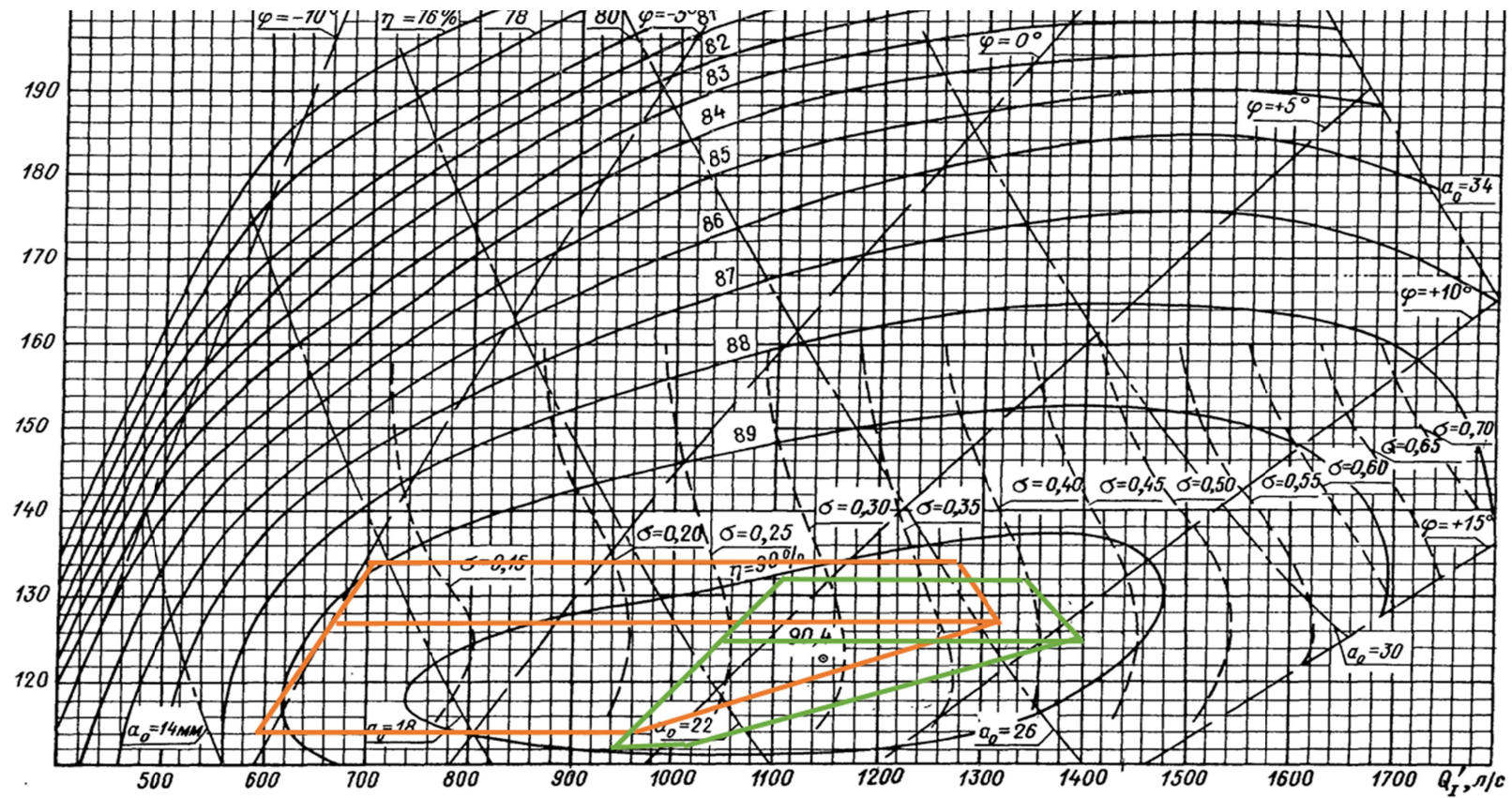


Рисунок Е.1 – Универсальная характеристика гидротурбин ПЛ406-В

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

Проточная часть модели гидротурбины ПЛ406-В

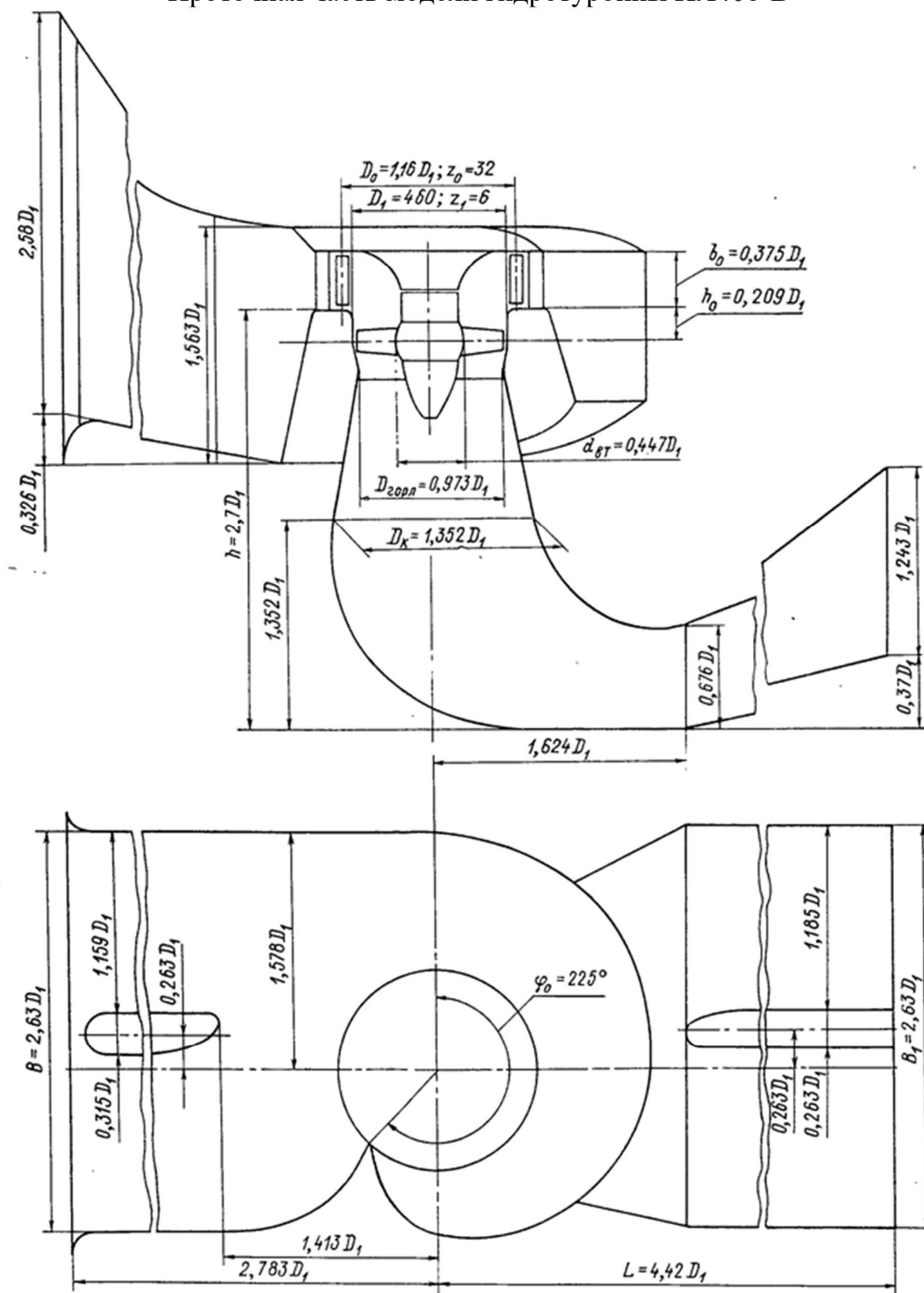


Рисунок Ж.1 – Проточная часть модели гидротурбины ПЛ406-В

ПРИЛОЖЕНИЕ И

Бетонная спиральная камера

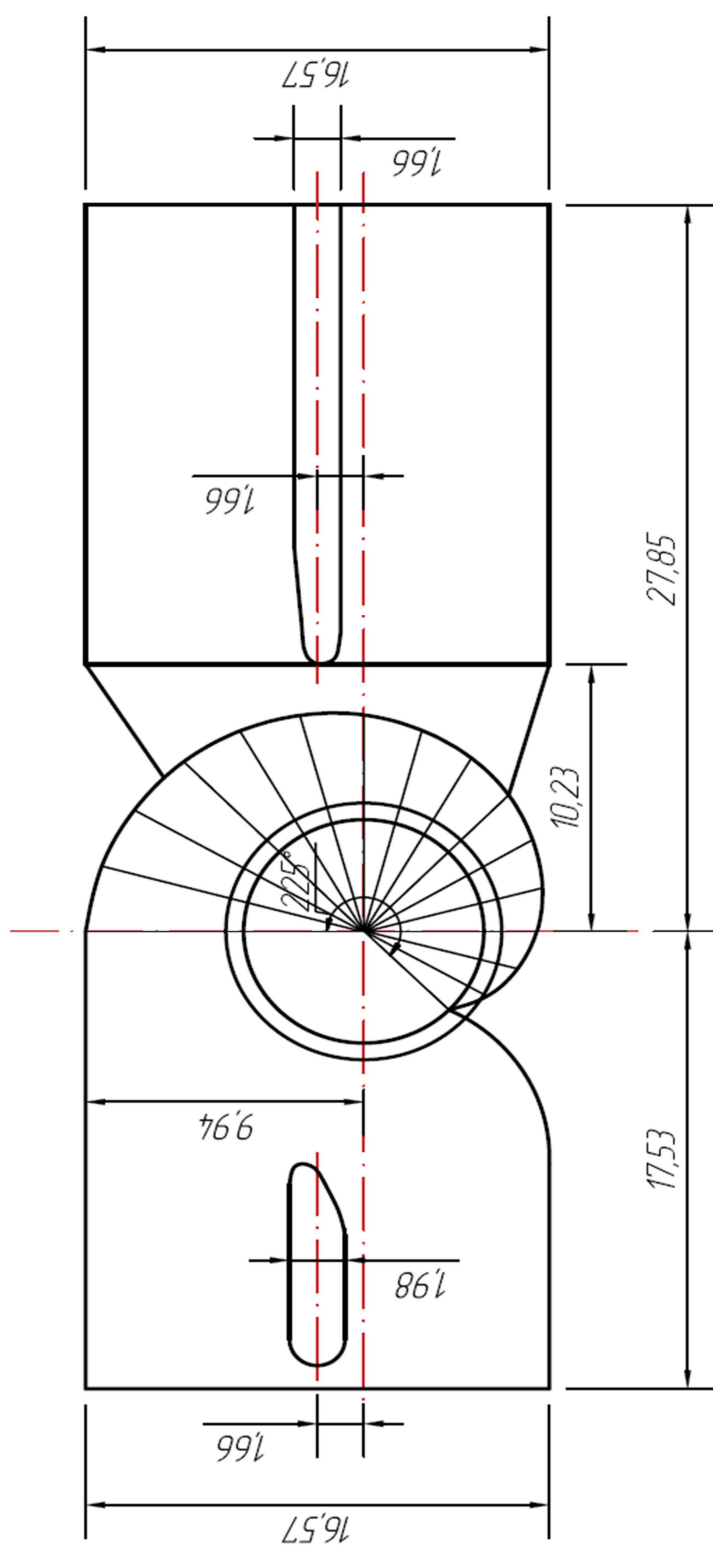


Рисунок И.1 – Бетонная спиральная камера

ПРИЛОЖЕНИЕ К

Таблица уставок и матрица отключений защит

Таблица К.1 – Уставки защит

Защиты			Уставки		
наименование	обозначение		наименование	относительные единицы	именованные единицы
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,15 \cdot I_H$	0,36 А
			Коэффициент торможения, K_T	0,3	-
			Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,5 \cdot I_H$	1.21 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	3.62 А
ЗЗГ	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}		Коэффициент торможения, K_T	1,1	-
ЗПН	$U >$	2 ступень	$U_{ср2}$	$1,4 \cdot U_H$	140 В
		1 ступень	$U_{ср1}$	$1,2 \cdot U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2СИГН}$	$0,07 \cdot I_H$	0,17 А
		ПО	$I_{2ПУСК}$	$0,15 \cdot I_H$	0,36 А
		ОТС I	$I_{2С.З.}$	$1,29 \cdot I_H$	3,11 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{СИГН}$	$1,07 \cdot I_H$	2,58 А
		ПО	$I_{1ПУСК}$	$1,1 \cdot I_H$	2,65 А
		ОТС	$I_{1ОТС}$	$1,22 \cdot I_{НОМ}$	2,95 А
ДЗ	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,11	0,37 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,35	0,87 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_P \text{ СИГН.}$	$1,07 \cdot I_{НОМ.P}$	0,79 А
		ПО	$I_P \text{ ПУСК.}$	$1,22 \cdot I_{НОМ.P}$	0,9 А
		Отсечка	$I_P \text{ ПУСК.}$	$2,19 \cdot I_{НОМ.P}$	1,62 А

Таблица К.2 – Матрица отключений защит

Действие			Отключение ВЛ	Гашение полей	Останов турбины и сброс АРЗ	Пуск ПЖТ ГГ	Отключение В-500 и В-ТСН	Разгрузка по мощности	Отключение секцион выключ	Предупредительный сигнал
Защиты	Наименование	Обозначение								
Диф. Защита продольная	$I\Delta G$		+	+	+	+				
ЗЗГ	U_0	t_1								+
		t_2						+		
		t_3	+	+	+					
	U_0	t	+	+	+					
ЗПН	$U >$	1 ступень t_1	+	+						
		2 ступень t_2	+	+						
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО								+
		ИО		+	+					
		ОТС I	t_1						+	
			t_2				+			
			t_3	+	+					
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО								+
		ИО		+	+					
		ОТС	t_1				+			
			t_2	+	+					
ДЗ	$Z <$	1 ступень	t_1				+			
			t_2	+	+	+				
		2 ступень	t_1				+			
			t_2	+	+					
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО								+
		ИО		+	+					
		Отсечка		+	+					

ПРИЛОЖЕНИЕ Л

Эпюры нагрузок на плотину при основном случае

Нагрузки, действующие на водосбросную плотину при основном сочетании нагрузок

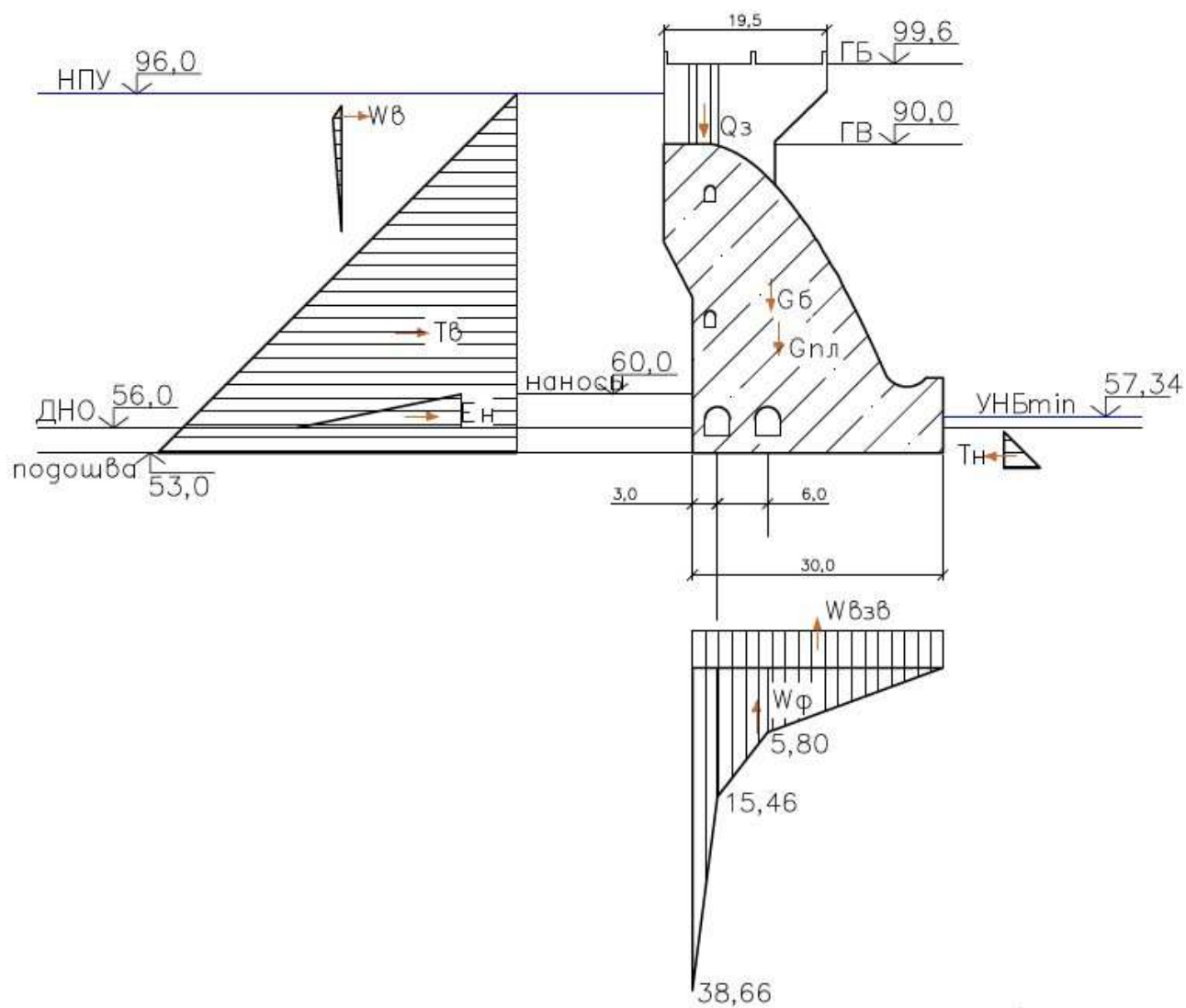


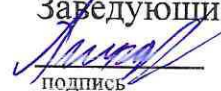
Рисунок Л.1 – Эпюры нагрузок на плотину при основном случае

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой


подпись А.А. Ачитаев

« 2 » 07 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

**Проектирование Пудожской ГЭС на реке Водла.
Установки и системы автоматического газового и порошкового
пожаротушения, пожарной автоматики и сигнализации на
проектируемых ГЭС и РУ**

Руководитель  22.06.2020
подпись, дата

Начальник
Оперативной
службы Богучанской
ГЭС
должность

В.В. Никитин
инициалы, фамилия

Выпускник 
подпись, дата

Р.С. Шумихин
инициалы, фамилия

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Пудожской ГЭС на реке Водла. Установки и системы автоматического газового и порошкового пожаротушения, пожарной автоматики и сигнализации на проектируемых ГЭС и РУ».

Консультанты по
разделам:

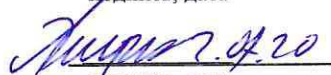
Водноэнергетические расчёты

 1.07.2020 А.А. Пузиков
подпись, дата инициалы, фамилия


Основное и вспомогательное
оборудование

 02.07.20 А.В. Маслеников
подпись, дата инициалы, фамилия

Электрическая часть

 02.07.20 А.А. Маслеников
подпись, дата инициалы, фамилия

Устройства РЗА

 А.В. Шурков
подпись, дата инициалы, фамилия

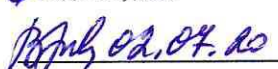
Компоновка и сооружения
гидроузла

 02.07.20 Н.П. Гусев
подпись, дата инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность. Охрана окружающей
среды

 02.07.20 К. Кузнецов
подпись, дата инициалы, фамилия

Технико-экономические показатели

 02.07.20 В.В. Данасов
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

 02.07.20 А.А. Зайцева
подпись, дата инициалы, фамилия